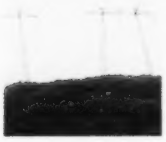
Créer des POSSIBILITÉS



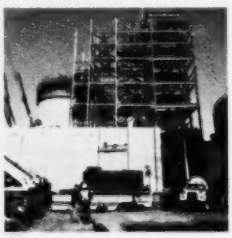
UNE FONDATION SOLIDE

De mémoire d'homme, l'année 2002-2003 est celle qui nous a le plus posé de défis. Nous avons été confrontés à de grands enjeux sur les plans financier et opérationnel. Bien des joueurs dans le secteur de l'énergie se sont heurtés aux mêmes défis. Avons-nous obtenu des résultats aussi bons que nous l'aurions souhaité? Certainement pas. Nous avons enregistré une perte de 77 millions de dollars après une période d'amélioration du rendement. Cela a évidemment eu pour effet de décevoir. Cependant, à la lecture de notre rapport annuel, vous constaterez que nous voyons l'avenir d'un bon œil.

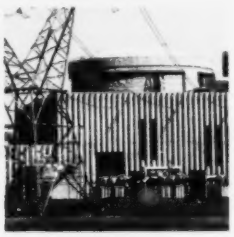
Notre production diversifiée, transport interconnecté et réseau de distribution robuste, tous soutenus par des gens vaillants d'expérience constituent une fondation solide. Nos projets de développement viendront compléter nos atouts, tout en multipliant les nouvelles perspectives pour notre entreprise et pour nos employés.

Prenez quelques minutes pour suivre notre cheminement.

CRÉER DES POSSIBILITÉS



Coleson Cove
Le projet de remise à neuf de Coleson Cove signifie que notre plus grande centrale produira plus d'électricité à bas prix tout en donnant un meilleur rendement environnemental.



Point Lepreau
Le projet de remise à neuf de Point Lepreau garantira le maintien d'une production fiable et favorable à l'environnement.

Ligne de transport internationale
Le projet de ligne de transport internationale ouvrira plus de portes sur le marché régional et nous donnera une longueur d'avance sur un marché compétitif.

Énergie de substitution
L'ajout possible de turbines éoliennes au parc de production du Nouveau-Brunswick poursuivra la tendance vers l'amélioration du rendement environnemental.

104-00353/

FAITS SAILLANTS DES ACTIVITÉS

Production

Les principales centrales ont atteint leurs cibles en matière de disponibilité et de fiabilité au cours d'une année où la demande de la clientèle a atteint des sommets jamais vus à quatre reprises. Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été conformes aux prévisions budgétaires. Des jalons importants dans le domaine de la sécurité ont été atteints dans presque chaque centrale.

Nucléaire

La centrale de Point Lepreau a été en activité depuis 20 ans et a produit son 100 millionième de mégawatt-heures d'électricité. Son facteur de capacité s'est écarté un peu seulement par rapport à l'objectif de 74 p. 100 en dépit d'un arrêt d'entretien plus long. La Commission canadienne de sûreté nucléaire a accordé un renouvellement du permis d'exploitation de 38 mois. Le personnel a travaillé 2 000 000 heures-personnes sans accident avec perte de temps.

Transport

L'unité commerciale de Transport a amélioré la fiabilité de l'alimentation vers la Péninsule acadienne par la construction d'un nouveau poste à Tracadie relié par une nouvelle ligne de 138 kV. Des travaux d'amélioration relativement à la fiabilité ont été réalisés ou entrepris à Oak Bay, Dieppe, Memramcook et Saint John. Le cap des 1 000 000 heures-personnes sans accident avec perte de temps a été un événement marquant.

Services à la clientèle

La fiabilité n'a pas ébranlé même lorsqu'elle a été mise à l'épreuve par l'une des tempêtes de verglas les plus sévères des dernières années. Les activités de remise en service suite à la tempête ont concilié la rapidité et la sécurité, ce qui s'est traduit par la remise du service en temps utile à 65 000 clients sans accident avec perte de temps. Un programme de sécurité publique a réduit sensiblement le nombre de contacts de la clientèle avec les lignes de transport et les installations.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

Rendement financier en millions de dollars

	2002-03	2001-02	2000-01
Bénéfice (perte) net	**(77) $**	19 $	(80) $
Encaisse d'exploitation	**133 $**	234 $	214 $
Encaissements (décaissements) disponibles	**(86) $**	64 $	114 $
Réduction (augmentation) de la dette nette	**(104) $**	41 $	23 $

L'entreprise a modifié une politique comptable relative à la traduction du taux de change applicable à la dette en devises américaines à partir du 1er avril 2001. Avant la modification, le bénéfice net de l'exercice qui a pris fin le 31 mars 2002 était de 3 millions de dollars, et la perte nette de l'exercice qui a pris fin le 31 mars 2001 se chiffrait à 14 millions de dollars.

Ratios et pourcentage financiers

	2002-03	2001-02	2000-01
Marge d'exploitation	**13 %**	21 %	21 %
Encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement	**,61x**	1,67x	1,81x
Dette / Capital	**106 %**	103 %	104 %
Couverture de l'intérêt	**,66x**	1,08x	,68x

Table des matières

Message du président du conseil d'administration 1

Message du président et chef de la direction 2

Haute direction 4

Profil de l'entreprise 5

Revue des activités :

Développement des affaires 6
Responsabilité sociale 8
Protection de l'environnement 10
Production 12
Nucléaire 14
Transport 16
Services à la clientèle 18
Services d'entreprise 20

Revue financière 2002-2003:

Discussion et analyse de gestion 24
Rapport de la direction et des vérificateurs 36
États financiers consolidés 37
Notes complémentaires 41
Aperçu statistique 51

Régie d'entreprise 55

Carte du réseau 58

UNE FONDATION SOLIDE

Partout dans la région et en Amérique du Nord, les entreprises d'énergie (grandes ou petites) ont rencontré de nombreuses difficultés. Pour Énergie NB, l'augmentation des coûts des services publics due à la hausse du prix du carburant, combinée à la disponibilité réduite des sources de production à bas prix, ont contribué à une perte nette de 77 millions de dollars en 2002-2003.

En tant qu'entreprise, il était plus dispendieux de produire de l'électricité. Ainsi, les profits provenant des ventes à l'exportation, essentiels au rendement financier, ont diminué de façon considérable. Nous avons introduit des mesures pour limiter les coûts sous notre emprise, et les employés ont bien réagi aux nombreuses difficultés d'exploitation. En tant que corporation de la Couronne, nous avons continué à produire de l'énergie économique et fiable. Nos tarifs stables sont parmi les plus bas de la région, et l'augmentation a suivi l'inflation.

À partir de cette base solide, nous avons fait des progrès en 2002-2003 en créant des projets de développement qui aideront à atténuer les conséquences de la tension des coûts externes. La remise à neuf de Coleson Cove réduira les coûts du carburant la remise à neuf de Point Lepreau produira de l'électricité à bas prix sans effets néfastes sur l'environnement, et la construction d'une nouvelle ligne de transport jusqu'aux États-Unis favorisera l'accès au marché régional. Ce plan de développement stratégique sera avantageux pour tous nos partenaires et pour les consommateurs d'énergie de la région.

GOUVERNANCE D'ENTREPRISE

Le conseil d'administration doit s'assurer que les nombreux programmes de planification stratégique, de gestion des risques, d'information financière et de relève de la gestion sont bien gérés. Le processus de gouvernance d'Énergie NB a été très actif, en raison des changements considérables dus à la restructuration du marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick et de la Société. Dans leurs domaines de responsabilité, les membres du conseil ont réagi de façon diligente et professionnelle, lors de réunions régulières et par le travail de divers comités.

- **Comité de restructuration financière** – direction du processus de planification du holding et des structures des entreprises d'exploitation et gouvernance connexe, gestion et dotation en personnel et problèmes financiers.
- **Comité de vérification** – révision et approbation des états financiers, surveillance du processus de gestion des riques, révision des modifications comptables et révision des amortissements.
- **Comité des ressources humaines et de gouvernance d'entreprise** – maintien d'une diligence appropriée par rapport aux problèmes de santé et sécurité et surveillance du travail dans les domaines de la relève, des pensions / avantages sociaux et des évaluations du rendement.
- **Comité de l'environnement** – surveillance de l'implantation du système de gestion de l'environnement, vérification de la conformité, renouvellement des permis des installations et aspects environnementaux des projets de développement.

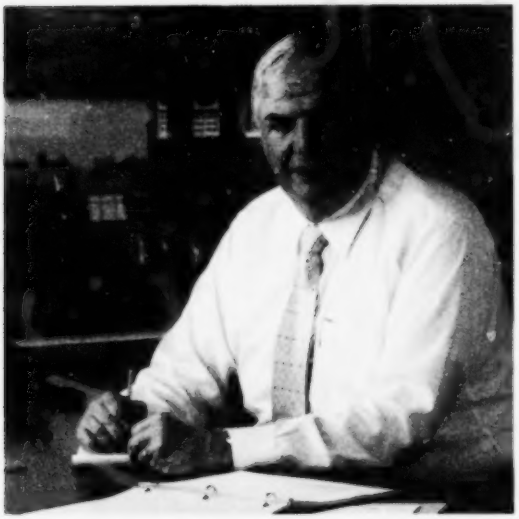
Une attention considérable a été portée aux problèmes de gouvernance causés par la restructuration de l'entreprise. Le comité de restructuration financière a dirigé le développement de la structure de l'entreprise, la rédaction de la législation et les demandes d'investissement. De plus, le comité de vérification a mis l'accent sur les aspects financiers de la restructuration.

Chaque jour, plus de 360 000 clients industriels, commerciaux, résidentiels ou externes dépendent d'Énergie NB pour répondre à leurs besoins en énergie fiable, économique et sans effets environnementaux néfastes. Pendant un cycle économique pénible, l'équipe d'Énergie NB – employés, gestion, conseil – a poursuivi l'efficacité d'exploitation et des projets d'aménagement qui créeront des occasions pour Énergie NB, la province et les clients.

Le président du conseil d'administration,

Dan Skaling

CRÉER DES POSSIBILITÉS



Ce dernier exercice nous a posé plus de défis que tout autre exercice depuis plusieurs années. Tout comme beaucoup d'autres entreprises d'électricité en Amérique du Nord, nous avons affronté d'importants enjeux dans les domaines de l'exploitation et des finances. Notons surtout la contribution d'une baisse de 82 millions de dollars aux marges des ventes à l'exportation à notre perte nette de 77 millions de dollars en 2002-2003, en comparaison à un bénéfice net de 19 millions de dollars en 2001-2002.

La baisse de la marge sur les ventes à l'exportation est attribuable à la hausse des coûts d'énergie en raison de l'augmentation du prix du mazout et du gaz naturel. En même temps, les sources d'approvisionnement moins chères, l'énergie nucléaire et l'Orimulsion[MD], étaient moins disponibles. Les marchés à l'exportation ont un effet critique sur le rendement financier d'Énergie NB, et les profits qui en découlent servent à maintenir les tarifs provinciaux à un niveau aussi bas que possible. En même temps, nous avons limité les dépenses sous notre emprise et nous avons fait des progrès sur des projets d'aménagement qui pourront réduire à l'avenir l'effet de ces pressions externes sur les coûts.

Nous avons quand même des raisons d'être optimistes. Notre parc de production diversifié, notre réseau de transport interconnecté et notre fort réseau de distribution jettent les fondations de l'avenir. Grâce aux projets d'aménagement, nous serons plus concurrentiels et nous aurons un meilleur accès aux marchés d'exportation.

Tout au long de cette année difficile, les employés ont travaillé fort pour minimiser les effets des défis dans les secteurs de l'exploitation et des finances. Notons leurs grandes réalisations :

- limitation des coûts sous notre emprise, malgré les pressions imprévues sur les coûts
- approbations des agences de réglementation pour un tarif de transport et une nouvelle ligne internationale de transport
- approbation environnementale du projet de remise à neuf de Coleson Cove
- meilleure disponibilité du parc de production au moment où la demande a atteint des niveaux jamais vus auparavant
- amélioration continue des installations de transport pour augmenter la fiabilité
- excellente réaction de Services à la clientèle à une tempête de verglas qui a touché jusqu'à 65 000 clients

Notre Société et nos employés ont bien réagi aux multiples épreuves.

RESTRUCTURATION DE L'ENTREPRISE ET DU MARCHÉ

La Province du Nouveau-Brunswick implante une transition graduelle du marché de l'électricité. Le monopole actuel devient un environnement concurrentiel pour les secteurs de l'usage en gros et des grandes industries. La *Loi sur l'électricité*, présentée à l'Assemblée législative en janvier 2003, prévoyait la restructuration du marché et d'Énergie NB. La *Loi* a reçu la sanction royale en avril 2003 et doit être promulguée plus tard cette année.

Dans la même optique que les modifications au marché de l'électricité, Énergie NB évolue. Elle ne sera plus une société monolithe, mais plutôt un holding avec quatre filiales. Le holding doit faciliter l'interaction avec la province et assurer la prestation des services aux nouvelles entreprises d'exploitation. Ces dernières doivent être exploitées sur une base commerciale, maintenir un certain rendement des capitaux propres, effectuer des emprunts sans garantie provinciale (sauf Énergie nucléaire NB) et effectuer des paiements, à même ses liquidités, qui remplacent les impôts et les dividendes.

Énergie NB fait de grands progrès vers la restructuration. C'est un autre exemple de la réaction exemplaire des employés à un important défi. Ils ont mis à niveau des systèmes financiers et de renseignements commerciaux dans le but de permettre aux unités commerciales de présenter des rapports en tant qu'entreprises séparées. Nous établissons les contrats entre les entreprises d'exploitation, ainsi qu'un organisme de services partagés au sein du holding. La stratégie finale de restructuration, y compris la modification de la structure d'entreprise, sera exécutée à une date établie par le gouvernement provincial.

La Commission des entreprises de service public a récemment donné à Énergie NB l'approbation requise pour implanter un tarif d'accès ouvert au réseau de transport. En vertu de ce tarif, les participants au marché à l'intérieur et à l'extérieur de la province auront un accès non discriminatoire au marché. De plus, Énergie NB Transport pourra percevoir des frais d'exploitation du réseau de transport. Le nouveau tarif est conforme aux exigences des États-Unis.

PROJETS D'AMÉNAGEMENT

Le plan d'aménagement d'Énergie NB assurera les approvisionnements fiables, respectera les normes changeantes en matière d'environnement et maintiendra des tarifs stables et concurrentiels pour encourager la croissance économique. L'entreprise a reçu plusieurs approbations réglementaires et environnementales en 2002-2003 :

- **Coleson Cove** – La conversion de la centrale au mazout à 1000 MW pour brûler l'Orimulsion[MD], un combustible moins dispendieux, et pour améliorer les dispositifs de protection de l'environnement est en cours. Le projet a reçu l'approbation environnementale, et la construction doit prendre fin en novembre 2004. Le gouvernement a cherché un partenaire commercial, mais a décidé de rester propriétaire de la centrale pour le moment et de poursuivre la remise à neuf.

- **Point Lepreau** – Énergie NB se propose de remettre à neuf la centrale à 635 MW au cours d'un arrêt de 18 mois qui commencera en 2007 ou en 2008. La Commission des entreprises de service public avait recommandé au conseil de ne pas poursuivre le projet parce que celui-ci ne présentait aucun avantage financier important par rapport au gaz naturel, une source de production de rechange possible. D'autres facteurs auront une incidence sur une décision visant le projet, surtout les avantages environnementaux et les incertitudes relatives au prix et à l'approvisionnement du gaz naturel. Le Nouveau-Brunswick prévoit chercher une participation externe au projet.

- **Ligne internationale de transport** – La présence d'une deuxième ligne de transport et d'une interconnexion avec le Maine créerait des occasions d'importation et d'exportation et augmenterait la fiabilité du réseau et l'efficacité de transport. Énergie NB a demandé auprès de l'Office national de l'énergie l'autorisation de construire et d'utiliser la ligne. À la suite de l'évaluation positive des instances fédérales en matière d'environnement et d'une audience publique, l'Office a approuvé le projet. En ce moment, l'entreprise rédige le tarif associé et cherche les permis requis en matière d'environnement et de réglementation aux États-Unis.

RENDEMENT D'EXPLOITATION

Production a continué à produire de l'électricité de façon fiable, et l'entreprise a connu une hausse de la disponibilité des centrales. Ce fait était d'une importance capitale parce que le Nouveau-Brunswick a vécu quatre pointes de demande des clients. L'entreprise y a fait face grâce à toutes ces centrales et aux importations. La centrale de Point Lepreau a marqué 20 années de service et produit son 100 millionième mégawattheure. Son facteur de capacité n'a dévié que légèrement de l'objectif, 74 %, malgré un arrêt d'entretien plus long que prévu. Au cours de l'année, la Commission canadienne de sûreté nucléaire a prolongé le permis de la centrale de 38 mois.

Transport a grandement amélioré la fiabilité des approvisionnements dans la Péninsule acadienne au moyen d'un nouveau poste à Tracadie relié à une nouvelle ligne de transport. L'entreprise a entamé ou achevé d'importants travaux liés à la fiabilité à Oak Bay, à Dieppe, à Memramcook et à Saint John. Services à la clientèle a maintenu une prestation de service fiable, malgré les orages en été et une tempête de verglas en hiver. Les dommages causés par la pluie verglaçante le 2 février étaient les plus graves éprouvés depuis des années. Les équipes de travail ont œuvré en toute sécurité pour rétablir le service à jusqu'à 65 000 clients. Ce processus a pris quelques jours, et les employés d'Énergie NB ont été secondés par des monteurs de lignes et des équipes d'élagage de Saint John Energy, de Nova Scotia Power, de Maritime Electric et du Maine.

Nous avons passé plusieurs étapes de sécurité importantes. Selon les statistiques de l'Association canadienne de l'électricité, les taux de fréquence et de gravité des blessures et des maladies de travail connus à Énergie NB étaient les plus bas parmi ceux de tous les membres de l'Association ayant plus de 500 employés. En effet, nous avons amélioré ces taux dans chacune des trois dernières années. Cette forte orientation vers la sécurité vise aussi les clients. Grâce à une importante campagne de sécurité, le nombre de contacts du public avec les lignes et les installations électriques a chuté.

Le président et chef de la direction (par intérim),

Stewart MacPherson

HAUTE DIRECTION

Stewart MacPherson – président et chef de la direction (par intérim)

M. MacPherson apporte un vaste bagage d'expérience en planification opérationnelle et stratégique à la direction de la Société. Avant d'être nommé président et chef de la direction en 2002, il a occupé des postes à la haute direction et à la direction, plus récemment celui de vice-président, Planification d'entreprise, où il a abordé les questions liées à la déréglementation de l'électricité, la réglementation environnementale et le développement des affaires. Il a également occupé des postes de direction aux Services à la clientèle et aux Systèmes de renseignements commerciaux.

Rod White
Vice-président, Nucléaire
Ayant une vaste expérience dans le domaine de la production à Énergie NB, M. White est vice-président, Nucléaire, depuis 1997. Il est responsable du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Il a été directeur général de Production et directeur de centrale à Coleson Cove et à Belledune.

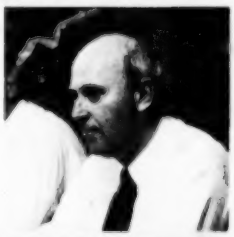
Jim Brogan
Vice-président, Production (Classique)
Après avoir occupé les postes de directeur de centrale, directeur régional et directeur général de l'unité de la Production, M. Brogan a été nommé vice-président en 2001. Il voit à l'exploitation sécuritaire, fiable et économique pour les clients de la province et les marchés à l'exportation. Il est également responsable du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove.

Wayne Snowdon
Directeur général, Transport (par intérim)
Nommé directeur général en 2002, M. Snowdon directeur du Centre de conduite du réseau, a dirigé les opérations de transport et guidé leur transition vers un libre accès du transport. Il a collaboré étroitement avec les conseils responsables de la fiabilité et de la coordination des services d'électricité dans le nord-est de l'Amérique du Nord.

Bob Crawford
Directeur général, Services à la clientèle
M. Crawford a une vaste expérience dans les unités de la Production, du Nucléaire et des Services à la clientèle. Il a été directeur de centrale à l'unité de la Production et chef du programme d'amélioration du rendement à Point Lepreau. Depuis 2000, il est responsable de la prestation des services à la clientèle, de l'exploitation du réseau de distribution et de la tarification.

Ken Little
Vice-président, Affaires réglementaires
M. Little a joint Énergie NB en 1977 et a occupé des postes à la haute direction comportant des responsabilités aux Finances, au Trésor et aux Services à la clientèle et au Marketing. Depuis 2000, ses responsabilités englobent les audiences réglementaires et le programme de restructuration.

Sharon MacFarlane
Vice-présidente, Finance et Systèmes informatiques
Responsable des programmes financiers et de technologie de l'entreprise, M^me^ MacFarlane a la responsabilité des systèmes informatiques, du Trésor et de planification financière. Comptable agréée, elle occupait auparavant le poste de vice-présidente des finances et de l'administration à la Mount Allison University avant de joindre Énergie NB en 1998.



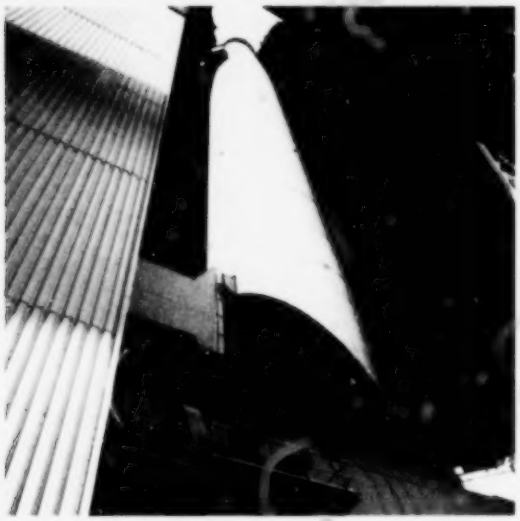
Paul Thériault
Vice-président, Ressources humaines et Administration
M. Thériault est arrivé à Énergie NB en 1992 après avoir travaillé au gouvernement provincial. Il voit à tous les aspects de la gestion des ressources humaines pour la Société, notamment l'intégration des programmes - recrutement, rémunération, rendement, mieux-être, relations de travail et sécurité - avec les stratégies et les objectifs commerciaux.

Andrew Cormier
Vice-président, Amélioration du rendement et Président, NB Coal
Après avoir occupé des postes en gestion minière dans le secteur privé, M. Cormier a joint NB Coal. Il a été nommé président et directeur général en 1982. En 1997, il s'est vu confier d'autres responsabilités d'entreprise se rattachant aux télécommunications, à la gestion des matières et aux affaires environnementales.

Wanda Harrison
Secrétaire d'entreprise et chef, Services juridiques
M^me^ Harrison voit à fournir des services juridiques au conseil d'administration et à la haute direction. Elle est arrivée à Énergie NB en 1989 après avoir travaillé dans un cabinet privé. Elle a occupé les postes à responsabilités croissantes d'avocate, d'avocate principale, ainsi que de secrétaire d'entreprise adjointe et de chef, Services juridiques.

Bob Scott
Directeur, Affaires publiques
M. Scott a joint Énergie NB en 2002 après avoir occupé des postes principaux en communications dans plusieurs ministères et corporations de la Couronne du Nouveau-Brunswick. Au gouvernement, il a joué le rôle de conseiller principal en politiques auprès du premier ministre du Nouveau-Brunswick. Il a également été directeur des Communications (par intérim), au Cabinet du premier ministre.

PROFIL DE L'ENTREPRISE



Énergie NB exploite un des parcs de production les plus diversifiés en Amérique du Nord, et son réseau de transport est parmi les mieux interconnectés du continent. L'entreprise produit de l'électricité à bas prix à partir de plusieurs sources – le mazout, l'hydroélectricité, le nucléaire, le charbon et l'Orimulsion[MD] – et la livre de façon fiable à plus de 360 000 clients directs et indirects au moyen d'un réseau électrique qui comprend des lignes d'une longueur totale de plus de 33 000 kilomètres, ainsi qu'un grand nombre de sous-stations et de postes.

Production
Avec l'un des parcs les plus diversifiés d'Amérique du Nord, Production produit de l'électricité à bas prix à ses centrales au mazout, au charbon, à l'Orimulsion[MD] et au diesel, ainsi qu'à ses centrales hydroélectriques. Ces tranches classiques ont une puissance installée de 3 134 MW (1 923 MW à partir des centrales thermiques, 884 MW des centrales hydroélectriques et 327 MW des turbines à combustion).

Nucléaire
À la centrale de Point Lepreau, le réacteur CANDU 6 de 635 MW produit de l'électricité à bas prix, alimentant environ 30 p. 100 de la charge provinciale. La centrale est importante sur le plan du rendement économique et environnemental, car il s'agit de la tranche thermique la moins coûteuse de son parc de production et elle permet d'éviter des quantités importantes d'émissions atmosphériques.

Transport
Pour garantir l'alimentation fiable et sûre d'électricité au réseau de distribution et aux clients du transport point à point, l'unité commerciale de Transport gère et entretient plus de 6 700 km de lignes de transport, des sous-stations industrielles, des tours hertziennes et pylônes de radio mobile, des postes et postes de manœuvre ainsi que des interconnexions. Le Centre de conduite du réseau est le centre nerveux de l'exploitation du réseau et offre un accès au réseau de transport par le Système d'information à libre accès en simultané.

Services à la clientèle
Desservant la clientèle résidentielle, commerciale, du gros et industrielle de la province, l'unité commerciale des Services à la clientèle assure un approvisionnement sécuritaire, fiable et à prix concurrentiel en électricité au moyen de plus de 26 500 km de lignes de distribution. Elle offre des produits et des services importants à la clientèle par l'entremise de ses bureaux d'exploitation régionaux, de ses Centres d'appels, de ses conseillers en énergie et de ses responsables de compte.

Services d'entreprise
L'unité des Services d'entreprise comprend les groupes suivants : Ressources humaines et Administration; Systèmes de renseignements commerciaux; Finances; Planification d'entreprise; Télécommunications; Environnement; Services juridiques et Affaires publiques. En assurant une orientation stratégique et une aide, ces divisions permettent aux unités commerciales de donner un meilleur rendement relativement à la production et à la fourniture d'électricité fiable et à bas prix.

DÉVELOPPEMENT DES AFFAIRES

La restructuration d'Énergie NB préparera la Société à évoluer avec succès sur le nouveau marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Le plan de développement des affaires assurera la sécurité de l'approvisionnement, la fiabilité, la stabilité des tarifs et une meilleure performance environnementale – des priorités importantes pour le propriétaire, le nouveau marché et les clients.

DÉRÉGLEMENTATION DE L'ÉLECTRICITÉ

En mai 2002, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a annoncé une transition gérée du marché de l'électricité qui passera de la structure de monopole à un environnement concurrentiel dans les secteurs de gros et des gros clients industriels. La *Loi sur l'électricité*, déposée à l'Assemblée législative en janvier 2003, prévoit l'autorité législative pour structurer le marché de l'électricité et restructurer la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick. La *Loi*, qui a reçu l'assentiment royal en avril 2003, devrait être proclamée durant l'année 2003-2004.

Restructuration de la Société

Pour s'aligner avec ces changements du marché, Énergie NB passera d'une seule corporation à une corporation de portefeuille avec quatre filiales indépendantes :

- Corporation Holding Énergie NB
- Corporation d'énergie nucléaire NB
- Corporation de production Énergie NB
- Corporation de transport Énergie NB
- Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB

La Corporation Holding facilitera les rapports avec l'actionnaire, le gouvernement provincial, et offrira des services aux nouvelles filiales qui seront tenues : de gérer les recettes et les coûts; d'emprunter sans garantie du gouvernement provincial (sauf la Corporation d'énergie nucléaire); de produire le taux de rendement visé sur les capitaux propres; de faire des paiements spéciaux tenant lieu d'impôt et de dividendes.

En vertu des dispositions de la *Loi sur l'électricité*, deux autres nouvelles organisations seront créées. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick sera une corporation de la Couronne indépendante sans but lucratif qui aura pour mandat de diriger les opérations du réseau de transport. Sur l'avis d'un comité consultatif sur le marché composé de plusieurs intervenants, il établira les règles du marché et assurera leur exécution forcée. Notons que l'Exploitant du réseau doit assurer que les fournisseurs ont la capacité nécessaire de répondre aux besoins des clients dans le marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick.

De plus, l'établissement de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick facilitera la conversion de la dette d'Énergie NB afin de la faire passer à des structures financières acceptables dans les filiales par un échange de créances contre actifs. Cette Corporation assumera et réduira également la portion des dettes d'Énergie NB par des flux de trésorerie en provenance des nouvelles filiales.

Changements dans le marché de l'électricité

Dès que le nouveau marché sera en place, les clients du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick comprendront :

- la Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB, qui verra à alimenter les clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel dans la province;
- les entreprises de distribution d'électricité municipales actuelles à l'échelon du gros de Saint John, d'Edmundston et de Perth Andover et les gros clients industriels qui utilisent des tensions de transport qui choisissent de ne pas recevoir de service de la Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB;

- les clients admissibles dans les autres territoires, soit l'Île-du-Prince-Édouard, le nord du Maine et la Nouvelle-Écosse.

Ces clients admissibles pourront conclure des ententes avec différents fournisseurs de leur choix, y compris la Corporation de production Énergie NB et d'autres services d'électricité ou des producteurs d'énergie indépendants. La Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB offrira un service basé sur les coûts aux clients qui choisissent de ne pas entrer sur le marché, par la voie de contrats d'achat d'énergie à long terme avec les producteurs d'origine.

En 2002-2003, Énergie NB a obtenu l'approbation de la Commission des entreprises de service public pour mettre en œuvre un tarif de transport à libre accès afin d'offrir un accès non discriminatoire aux producteurs et aux consommateurs à l'intérieur et à l'extérieur de la province. Le tarif, qui sera géré par l'Exploitant du réseau, produira les recettes qui permettront à la Corporation de transport Énergie NB d'assurer le fonctionnement et l'entretien du réseau de transport. Il a été conçu pour se conformer aux exigences de la Federal Energy Regulatory Commission aux États-Unis.

PROJETS DE DÉVELOPPEMENT D'ÉNERGIE NB

Le plan de développement des affaires d'Énergie NB a les objectifs suivants : assurer la disponibilité d'énergie fiable, satisfaire aux normes environnementales en évolution et maintenir des tarifs d'électricité stables et concurrentiels qui favorisent la croissance économique. L'analyse des investissements a fait ressortir les projets qui sont déterminants pour la réalisation de ces objectifs. Ces projets en sont à différents stades du processus d'examen réglementaire et d'évaluation environnementale ou de construction.

Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove

La conversion de la centrale de Coleson Cove alimentée au mazout pour utiliser l'Orimulsion[MD] moins coûteuse et pour améliorer les dispositifs de protection environnementale est en cours. Le projet a reçu l'agrément environnemental du ministère provincial de l'Environnement et des Gouvernements locaux, et les travaux de construction devraient prendre fin avant novembre 2004. Après avoir recherché la participation d'intérêts financiers durant l'année 2002-2003, le gouvernement provincial a décidé pour le moment de conserver la propriété de la centrale et de poursuivre le projet de remise à neuf.

Remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau

Énergie NB propose de remettre à neuf la centrale de Point Lepreau durant un arrêt de 18 mois à compter d'avril 2007 ou 2008. En septembre 2002, la Commission des entreprises de service public a recommandé au conseil d'administration que le projet dans la forme présentée à ce moment-là ne soit pas entrepris, car il n'offrait aucun avantage important sur le plan financier par rapport au gaz naturel, une source de combustible de remplacement possible. Conscient de ce fait, le conseil d'administration croit que d'autres facteurs, débordant du cadre de l'examen de la Commission des entreprises de service public, joueront un rôle important dans la décision finale sur le projet. Les avantages environnementaux liés au maintien de l'exploitation de la centrale et l'incertitude entourant la détermination du prix et l'approvisionnement en gaz naturel sont des facteurs particulièrement importants.

Pour faire avancer le projet de remise à neuf, Énergie NB a soumis à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) un rapport d'évaluation environnementale portant sur les modifications à l'installation de gestion des déchets radioactifs. De concert avec les autres autorités fédérales et provinciales désignées, la CCSN a préparé un rapport d'examen préalable qui a été publié pour faire l'objet d'un examen public en mars 2003. L'audience sur l'évaluation environnementale est prévue pour juin 2003. La décision des autorités réglementaires fédérales et provinciales sur l'évaluation environnementale est attendue au milieu de 2003.

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick est à la recherche d'investissements externes dans le projet.

Transport

La construction d'une deuxième ligne de transport de 345 kV et d'une interconnexion avec le Maine aurait pour effet d'améliorer les perspectives pour les importations et les exportations d'électricité, d'accroître la fiabilité globale du réseau et d'améliorer l'efficacité du transport. À la suite d'une étude positive par les instances environnementales fédérales et d'une audience publique, l'Office national de l'énergie a approuvé le projet. Les travaux en cours sont axés sur la rédaction du tarif associé et sur l'obtention des permis environnementaux et réglementaires aux États-Unis.

Énergie de substitution

Énergie NB a étudié l'énergie éolienne dans le cadre des sources d'énergie de substitution possibles. De concert avec les projets aux centrales de Coleson Cove et de Point Lepreau, le développement de l'énergie de substitution contribuera à atteindre les cibles en matière de stabilisation et de réduction des émissions. Les activités de développement ont porté sur l'évaluation, en partenariat avec les entrepreneurs locaux, de la production d'énergie éolienne à différents endroits dans la province, sur l'obtention d'une aide financière du gouvernement, sur la mise au point d'une option d'énergie verte et sur l'établissement de propositions de projets pour inviter le secteur privé à participer.

RESPONSABILITÉ SOCIALE

Énergie NB démontre sa responsabilité sociale dans son engagement envers la grande communauté du Nouveau-Brunswick et son personnel. L'amélioration des communautés, la croissance des employés, et la santé, la sécurité et le mieux-être sont des valeurs mises en pratique à Énergie NB.

Principes

- **Communauté** – Énergie NB et son personnel se sont engagés à enrichir la communauté par leur activisme et leur leadership de part et d'autre.
- **Employés** – Énergie NB valorise ses employés et a pris l'engagement de leur offrir un milieu de travail qui favorise le développement de carrière et une culture d'entreprise qui reconnaît l'importance d'un mode de vie équilibré.
- **Mieux-être** – Énergie NB s'est engagée à favoriser le mieux-être de son personnel et du public, à se faire le champion de la santé, de la sécurité et du mieux-être des employés, et à promouvoir la sécurité du public.

Notre communauté

Énergie NB est une organisation responsable sur le plan social et déterminée à améliorer la communauté. Au niveau de l'entreprise, elle participe à l'enrichissement à long terme de la communauté par des contributions à l'éducation qui sont surtout offertes par l'entremise de Centraide. Quant à l'engagement personnel, les employés d'Énergie NB en font une démonstration dans toutes sortes d'activités, qu'il s'agisse d'entraîner des équipes sportives d'enfants ou de réunir des fonds au profit des sans-abri ou de verser, à l'organisme de leur choix, des contributions régulières par la voie de retenues salariales.

Durant l'année 2002-2003, Énergie NB a été un fier commanditaire des Jeux d'hiver du Canada, occasion au cours de laquelle la région de Campbellton-Bathurst a accueilli plus de 3 200 jeunes athlètes des 13 provinces et territoires du Canada. À titre de fournisseur officiel d'électricité auprès des Jeux, la Société a contribué des services en nature, en plus de fournir des poteaux et des lignes, l'électricité et le soutien à la fiabilité. Le slogan *On réussit avec beaucoup d'énergie* valait non seulement pour la commandite de l'entreprise, mais également pour les employés bénévoles. Bien des membres du personnel, surtout du nord du Nouveau-Brunswick, ont fait don de leur temps pour travailler gracieusement aux activités au programme des Jeux, tandis que les enfants de nombreux employés de partout dans la province se sont illustrés aux compétitions.

Énergie NB joue un rôle actif comme promoteur de l'éducation dans la province, notamment en ce qui concerne les activités scolaires qui ont trait à ses secteurs d'activité et qui contribuent au développement de la province. La Société a commandité des chaires universitaires dans des domaines de recherche spécialisés en génie et en affaires. Elle aide également les diplômés du secondaire à poursuivre leur éducation. En 2002-2003, pour la sixième année, Énergie NB a accordé 13 *Prix Leadership jeunesse* d'une valeur de 1 500 $ chacun. Les élèves du Nouveau-Brunswick ont également bénéficié de bourses d'études offertes par le Club des 25 ans, une association d'employés de longue date. Dans la même veine, la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 37, le syndicat représentant les employés syndiqués, a accordé des bourses d'études aux fils et aux filles de leurs membres qui étaient inscrits dans des établissements d'enseignement postsecondaire.

Pour les jeunes enfants, Énergie NB fournit de l'information aux enseignants de différents niveaux sur la sécurité en électricité et d'autres sujets connexes. Les employés de la Société vont dans les classes pour discuter de questions liées à la sécurité et offrent des visites dans différentes centrales. La Société offre également le programme *La zone des enfants*, un site Web primé qui divertit et informe. Pour contribuer aux efforts d'alphabétisation des adultes,

Énergie NB est le commanditaire principal du tournoi de golf sur invitation Peter Gzowski, une activité de financement annuelle. Énergie NB est l'une parmi des milliers d'entreprises au Canada à appuyer le mouvement Jeunes entreprises en encourageant les employés à participer à titre de conseillers bénévoles ou d'administrateurs.

Énergie NB s'efforce d'engager la communauté dans ses activités et ses décisions commerciales. Peu importe le secteur, les programmes d'information sont la norme, qu'il s'agisse de la construction de nouvelles sous-stations et lignes de transport ou de projets d'envergure comme les remises à neuf des centrales de Coleson Cove et de Point Lepreau. Par exemple, les activités d'information publique pour les projets de transport et de distribution à Dieppe, Memramcook, St. Stephen et Chipman ont comporté des assemblées avec les résidents, les propriétaires fonciers et les représentants élus de l'endroit.

Nos employés

Nos employés sont l'énergie derrière notre activisme communautaire. De nombreux événements de financement se déroulent chaque année dans la Société. Des campagnes de souscription au profit de *Snowarama* et de Centraide aux initiatives de groupes locaux d'employés, l'engagement du personnel se manifeste dans une foule d'activités.

Snowarama est une activité de bienfaisance continue au profit de la Société du Timbre de Pâques du Nouveau-Brunswick. Avec les années, les employés ont réuni plus de 100 000 $ pour l'appuyer. Cette année, Énergie NB a été reconnue par l'organisation Centraide dans le centre du Nouveau-Brunswick comme l'entreprise ayant mené une campagne remarquable auprès des employés. La Société a obtenu une participation bien plus grande de ses employés, et elle a enregistré une hausse de plus de 30 p. 100 des fonds amassés.

Les liens entre les employés sont également solides. Le Club de 25 ans d'Énergie NB, une association d'employés actuels et passés comptant chacun 25 années d'expérience, célébrera son 40e anniversaire d'activité en mai 2004. Cette année, pour la première fois, l'activité Retrouvailles des lignes de haute tension a attiré plus d'employés actifs et à la retraite qui ont travaillé sur la construction du réseau de transport et des postes, des sous-stations et des interconnexions à partir des années 70. Des groupes d'employés comme ceux-ci et bien d'autres dans nos 15 bureaux dans la province sont également actifs à l'occasion de la journée annuelle du ski, des journées de la famille ou des journées d'aventure.

Notre mieux-être

Énergie NB met l'accent sur le mieux-être en offrant un éventail de services de mieux-être pour aider les employés à concilier vie et travail et d'autres questions. Ces initiatives, qui s'alignent sur l'orientation du gouvernement provincial sur le mieux-être, ont été reconnues comme des programmes avant-gardistes au Canada atlantique. La Société a reçu le prix *Who's Who in Healthcare Plan* de la publication *Canadian Health Care Manager* et a été mise en nomination pour un prix d'excellence de l'*Atlantic Canada Human Resources Association*. De même, elle a fait figure de pionnier dans la province en offrant des services comme la garderie en milieu de travail. Entre-temps, les employés réalisent leurs aspirations sur les plans de la carrière et de l'apprentissage en se prévalant de diverses options de formation et de programmes adaptés à leurs besoins spécifiques.

La sécurité est une valeur intrinsèque à notre travail à Énergie NB, et la Société a été reconnue au pays pour son rendement en sécurité. S'associant à la Fraternité internationale des ouvriers en électricité section locale 37, la Société a continué de mettre l'accent sur la prévention des accidents et sur des initiatives comme le Programme de reconnaissance de la sécurité. Grâce à l'attention sur la sécurité, les employés d'Énergie NB ont accompli des réalisations notables. Par exemple, au début de 2002, l'unité commerciale de Production a franchi le cap d'une année complète sans blessure avec perte de temps. En juin 2002, l'unité de Transport a atteint le jalon du 1 000 000 d'heures-personnes de travail sans accident avec perte de temps. Quant à elle, Point Lepreau a récemment franchi le cap des deux années sans accident avec perte de temps.

Énergie NB accorde autant d'attention à la sécurité publique, cherchant constamment à informer la communauté générale des mesures de sécurité autour de l'électricité. Les efforts communautaires sont polyvalents. Mentionnons, entre autres, la publicité dans les médias, les encarts avec les factures, la formation, la signalisation, les programmes scolaires, le site *La zone des enfants* et la sécurité des installations. Grâce à la télévision, à la radio, aux journaux et au Web, le public connaît les slogans *Commencez bien et Faites attention aux lignes*. La baisse sensible du nombre de contacts dangereux du public avec l'électricité vient confirmer le succès des efforts communautaires que déploie la Société dans le but de sensibiliser et d'informer au sujet de la sécurité en électricité.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Énergie NB s'est engagée à protéger l'environnement, tout en assurant une énergie fiable et économique au Nouveau-Brunswick. Notre respect pour l'environnement est fondamental, un engagement qui se reflète dans nos pratiques actuelles et dans nos futurs plans de développement.

Principes

- **Leadership** – rôle de chef de file dans les technologies et les méthodes responsables sur le plan environnemental.
- **Normes** – observation des dispositions législatives et des engagements.
- **Vérification** – vérification et surveillance régulière pour évaluer l'observation.
- **Protection** – cadre de travail pour les objectifs, les cibles et les modalités en matière de protection environnementale.
- **Partenariat** – application des mesures aux entrepreneurs, aux conseillers et aux fournisseurs.

Cadre de protection environnementale

Travaillant à protéger l'environnement, chaque centrale mène ses activités conformément aux agréments émis par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick en vertu de la *Loi sur l'assainissement de l'environnement* et de la *Loi sur l'assainissement de l'air*. En plus de ces *Lois*, la centrale de Point Lepreau mène ses activités en vertu de l'agrément de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, l'organisme de réglementation fédéral sur place des centrales nucléaires.

Énergie NB a installé le premier et le troisième épurateurs de centrale au Canada à Belledune et à Dalhousie, ce qui a abaissé considérablement les émissions de dioxyde de souffre. Les centrales de Belledune, Dalhousie, Coleson Cove et Grand Lac sont équipées de dépoussiéreurs électriques pour éliminer les particules des gaz de cheminée. Des installations de traitement à la fine pointe de la technologie maintiennent la qualité des eaux usées aux principales installations. Les systèmes de manutention du poisson à Mactaquac, Beechwood, Tobique et Milltown facilitent le déplacement du poisson le long des rivières.

Différents programmes de gestion des déchets, de réduction et de réutilisation ont accru les besoins de recyclage et réduit les besoins d'élimination dans les sites d'enfouissement. Ces programmes, qui sont établis dans toutes les opérations d'Énergie NB, vont de l'extraction du vanadium des cendres volantes en vue de l'utiliser dans l'industrie de l'acier en passant par l'utilisation de sous-produits recyclés de la combustion dans des produits de béton jusqu'aux programmes de recyclage pour l'appareillage des lignes de transport.

Les efforts de protection environnementale dans les unités du Transport et des Services à la clientèle visent à limiter les impacts liés à la construction, au fonctionnement et à l'entretien des lignes de transport, des emprises, des sous-stations et des postes. Les travaux sont entrepris en conformité avec les dispositions de la *Loi sur l'assainissement de l'environnement* et de la *Loi sur l'assainissement de l'eau*. L'utilisation de pesticides aux sous-stations et aux postes se fait conformément à la *Loi sur le contrôle des pesticides*.

Énergie NB a implanté des systèmes de gestion de l'environnement dans chaque unité commerciale. Ces systèmes sont axés sur l'amélioration continue de l'environnement par la planification, la mise en œuvre, la vérification, les mesures correctives et l'examen. La centrale de Point Lepreau est inscrite à la norme internationale sur l'environnement ISO 14001, tandis que les unités de la Production, du Transport et des Services à la clientèle mènent leurs activités en vertu de systèmes de gestion de l'environnement basés sur la norme ISO 14001. À l'échelle nationale, Énergie NB participe au Programme

d'engagement et de responsabilité en environnement (ERE) de l'Association canadienne de l'électricité, une initiative de l'industrie sur la performance environnementale.

Réalisations liées à la protection de l'environnement

Durant l'année 2002-2003, la centrale de Grand Lac a obtenu un agrément d'exploitation pour la qualité de l'air d'une durée de trois ans. Les turbines de combustion aux centrales de Millbank et de Ste.-Rose ont obtenu des agréments de cinq ans. Parmi les réalisations continues de l'unité de la Production liées à la protection de la qualité de l'air et de la qualité de l'eau, mentionnons les suivantes :

- des émissions de dioxyde de soufre inférieures aux seuils réglementés;
- des émissions de particules des grandes centrales inférieures aux seuils fédéraux qui sont prescrits pour les nouvelles sources provenant de centrales;
- la conformité aux agréments environnementaux de plus de 99 p. 100 des effluents d'eaux usées ayant subi des analyses.

Près de 220 000 tonnes de gypse, un sous-produit du nettoyage des gaz de cheminée, ont été livrées à un transformateur de panneaux de revêtement. Plus de 21 000 tonnes de cendres volantes ont été vendues en vue de les utiliser dans des produits en béton, tandis que 1 800 tonnes de cendres ont été recyclées en vue d'en extraire le vanadium pour l'utiliser dans l'industrie de l'acier. Une nouvelle cellule d'enfouissement, conçue et construite conformément aux lignes directrices réglementées, a été aménagée à la centrale de Coleson Cove pour l'élimination des sous-produits.

En 2002-2003, les unités du Transport et des Services à la clientèle ont complètement mis en œuvre les systèmes de gestion de l'environnement conformément à la norme ISO 14001. Les employés du Transport ont entretenu les broussailles le long des emprises des lignes de transport sur une distance de 1 200 kilomètres. Les employés se sont occupés de 274 nids de balbuzards pêcheurs sur les lignes de transport pour les empêcher d'entrer en contact avec celles-ci.

La formation spécialisée sur l'environnement s'est poursuivie : cours sur la manipulation sécuritaire des pesticides, cours d'accréditation en exploitation forestière et industrielle et formation sur la protection de l'environnement pour la sélection des itinéraires, la conception, la construction et l'entretien des lignes de transport. Des programmes exemplaires axés sur la réutilisation et le recyclage de différents matériaux provenant des lignes de transport et des compteurs se sont poursuivis durant l'année. Lors du déclassement des lignes de transport, le matériel comme les conducteurs, les isolants, les traverses et les poteaux sont réutilisés ou recyclés. Sinon, il est éliminé dans des installations approuvées.

Énergie NB a participé à une équipe provinciale qui a contribué à la stratégie de retour concernant la pédiculaire de Furbish en danger de disparition. De concert avec le ministère fédéral des Pêches et des Océans, Énergie NB appuie l'examen par l'Atlantic Salmon Federation de la gestion du saumon dans le bassin de la rivière Saint-Jean.

Regard vers l'avenir

La performance environnementale d'Énergie NB dans l'avenir dépendra surtout du plan de développement actuel qui comporte d'importantes améliorations de l'environnement. Après l'obtention de l'agrément environnemental, les travaux ont été entrepris sur le projet de remise à neuf de Coleson Cove. Dans le cadre de ce projet, d'importantes améliorations seront apportées au matériel de la centrale :

- un dispositif d'élimination du soufre des gaz de cheminée pour réduire les émissions de soufre de dioxyde d'environ 77 p. 100;
- des modifications à la chaudière pour abaisser les émissions d'oxyde d'azote d'environ 70 p. 100;
- des dépoussiéreurs électriques pour abaisser les émissions de particules d'environ 75 p. 100.

Le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau est l'élément clé des options en matière d'atténuation des émissions de dioxyde de carbone d'Énergie NB pour respecter les cibles fixées tant par l'Accord de Kyoto que par une entente régionale de la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada. Un rapport d'évaluation environnementale sur l'installation de gestion des déchets radioactifs solides pour la centrale de Point Lepreau a été soumis à la Commission canadienne de sûreté nucléaire, et des audiences publiques sont prévues durant l'année 2003-2004.

À la suite d'une étude positive par les instances environnementales fédérales et d'une audience publique, l'Office national de l'énergie a approuvé le projet. Les travaux en cours sont axés sur la rédaction du tarif associé et sur l'obtention des permis environnementaux et réglementaires aux États-Unis.

Énergie NB étudie l'énergie éolienne comme source d'énergie de substitution et comme moyen de répondre aux normes d'émission en émergence. Les efforts se sont concentrés sur l'évaluation des vitesses du vent et l'étude de propositions de projets avec le secteur privé. En partenariat avec des promoteurs locaux, le développement de l'énergie éolienne est envisagé dans plusieurs endroits de la province. Pour promouvoir le développement des sources d'énergie de substitution, des ateliers d'information sur l'énergie éolienne, qui ont attiré plus de 300 personnes intéressées, ont été offerts à Fredericton et à Shippagan.

PRODUCTION

Objectifs

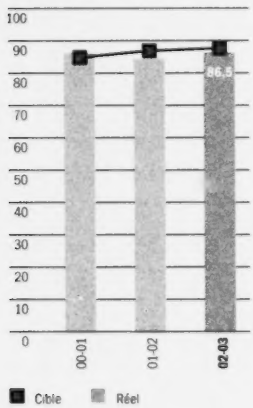
- Atteinte des cibles relativement à la disponibilité des tranches
- Gestion optimale des dépenses d'exploitation et d'investissement
- Maximalisation des bénéfices tirés des ventes hors province
- Protection du personnel, du public et de l'équipement
- Exploitation en conformité avec les règlements en matière d'environnement

Avec l'un des parcs les plus diversifiés d'Amérique du Nord, Production produit de l'électricité à bas prix à ses centrales au mazout, au charbon, à l'Orimulsion[MD] et au diesel, ainsi qu'à ses centrales hydroélectriques. Ces tranches classiques ont une puissance installée de 3 134 MW (1 923 MW à partir des centrales thermiques, 884 MW des centrales hydroélectriques et 327 MW des turbines à combustion).

Disponibilité de la centrale

(pourcentage)

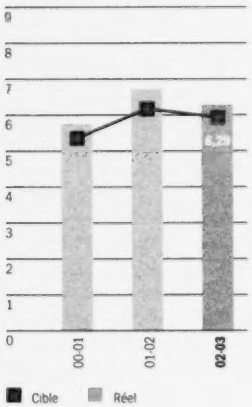
La disponibilité de la centrale représente le pourcentage de temps, y compris les interruptions de service prévues et imprévues, pendant lequel une centrale peut produire de l'électricité.



Exploitation, entretien et administration

($ par MWh)

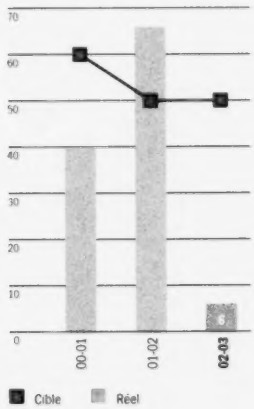
Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration sont surveillés pour évaluer la gestion efficace des ressources.



Sécurité

(journées perdues)

En 2001-2002, un travailleur a manqué 66 jours en raison d'un incident qui s'est produit à la centrale de Dalhousie en mai 2001.



UNE FONDATION SOLIDE

L'unité commerciale de Production a continué de produire une électricité à bas prix et fiable à ses installations, ayant donné un meilleur rendement d'une année à l'autre relativement à la disponibilité de ses tranches. Dans l'ensemble, les centrales ont donné de bons résultats par rapport aux cibles mesurées en matière de disponibilité, les principales centrales de Belledune, Dalhousie et Coleson Cove ayant atteint leurs cibles.

Certains facteurs ont contribué à la hausse des coûts de production de l'électricité durant l'année financière. Mentionnons notamment les prix plus élevés pour le mazout lourd et le gaz naturel, ainsi que la non-disponibilité de l'Orimulsion[MD] durant le dernier trimestre de l'année financière. L'unité commerciale de Production a vu la demande des clients atteindre des sommets inégalés à quatre reprises durant les mois de janvier et de février – il a été possible de répondre à cette demande record en électricité à partir de toutes les sources internes de production dans la province, complétées d'importations.

Les ventes à l'exportation ont baissé de 37 p. 100 par rapport à l'année précédente, car le coût plus élevé du mazout lourd et l'interruption de l'approvisionnement en Orimulsion[MD] ont souvent fait qu'il n'était pas économique de vendre sur le marché américain. De plus, les niveaux hydrauliques étaient inhabituellement faibles durant les périodes d'exportation de pointe, ce qui a réduit la disponibilité de l'énergie à bas prix dans la province, augmentant ainsi le coût de l'énergie destinée à l'exportation.

Les employés de l'unité commerciale de Production ont travaillé en vue de limiter l'impact de la hausse des coûts liés aux combustibles et à l'énergie. Durant cette année difficile, l'unité commerciale est restée dans les limites de son budget pour les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration. La fiabilité et la disponibilité de la production représentent le principal facteur prometteur à agir sur l'efficience. Par exemple, la centrale de Dalhousie a dû passer de l'Orimulsion[MD] au mazout lourd, comme source de combustible, à cause d'une pénurie attribuable à une grève générale dans le secteur de l'énergie au Venezuela. Ce passage, qui a nécessité des travaux spécialisés sur les plans technique et opérationnel, s'est déroulé de façon sécuritaire et dans un délai minimal.

Le rendement sur le plan de la sécurité de l'unité commerciale s'est amélioré de façon remarquable, le nombre total de jours perdus à cause de blessures s'étant abaissé de 66 à 6. Des jalons importants ont été atteints dans presque chaque centrale – notamment, la production Hydro n'a eu aucun accident avec perte de temps en cinq ans. De plus, les notes obtenues aux vérifications menées par la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail du Nouveau-Brunswick et par les services de gestion des risques ont montré que l'unité de Production s'est améliorée constamment au cours des quatre dernières années, ce qui témoigne de la meilleure orientation à la sécurité au travail.

CRÉER DES POSSIBILITÉS

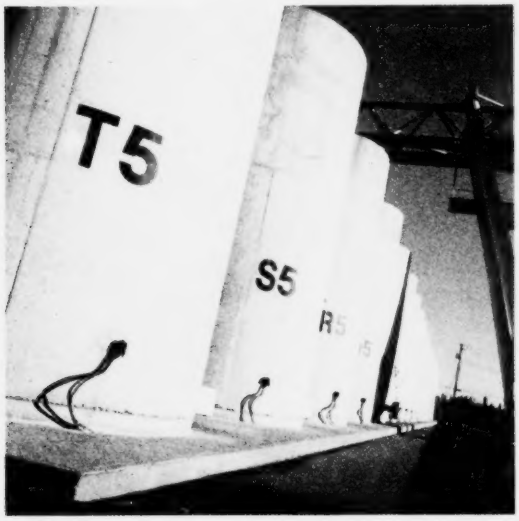
Le maintien en activité de la centrale de Coleson Cove après 2005 nécessite l'apport d'améliorations afin de satisfaire aux nouvelles normes environnementales. Le projet de remise à neuf de 747 millions de dollars, qui est en cours, comportera l'installation de dispositifs de protection environnementale évolués afin d'abaisser sensiblement les taux d'émission. La conversion du mazout à l'Orimulsion[MD], comme source de combustible, réduira considérablement les coûts des combustibles et financera les nouveaux dispositifs antipollution.

Après une recommandation positive de la Commission des entreprises de service public, Énergie NB a présenté son évaluation d'impact environnemental au ministère provincial de l'Environnement et des Gouvernements locaux. L'agrément obtenu était assorti de 18 conditions portant sur l'exécution de travaux additionnels quant à la qualité de l'air, aux impacts sur la vie marine, aux mesures de prévention et d'intervention en cas de déversements, et à la livraison de combustible. Le respect de toutes ces conditions est exigé pour l'obtention du permis d'exploitation relatif à la centrale remise à neuf.

Les travaux de construction dans le cadre du projet ont commencé au début de novembre et se sont poursuivis conformément au calendrier et dans les limites du budget, la date d'achèvement étant prévue en novembre 2004.

De même, un comité de liaison environnementale avec le public a été établi, et celui-ci a tenu des réunions pour tenir les intervenants au courant de l'avancement du projet et pour donner suite aux préoccupations.

NUCLÉAIRE



Objectifs

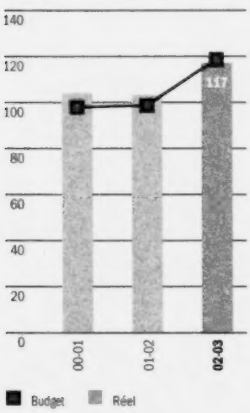
- **Fiabilité sur le plan du rendement de l'équipement et des ressources humaines** - réduire les arrêts forcés et doter le personnel des outils du succès
- **Gestion des pannes** - réduire la durée des arrêts et maintenir l'observation des calendriers
- **Formation** - élaborer et offrir des programmes de formation relatifs aux conditions du permis d'exploitation et à d'autres domaines clés
- **Système de gestion de la qualité** - assurer un système efficace des processus de gestion de la qualité
- **Harmoniser et engager le personnel** - procurer les compétences, les connaissances et les renseignements au personnel

À la centrale de Point Lepreau, le réacteur CANDU 6 de 635 MW produit de l'électricité à bas prix, alimentant environ 30 p. 100 de la charge provinciale. La centrale est importante sur le plan du rendement économique et environnemental, car il s'agit de la tranche thermique la moins coûteuse de son parc de production et elle permet d'éviter des quantités importantes d'émissions atmosphériques.

Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration

(en millions)

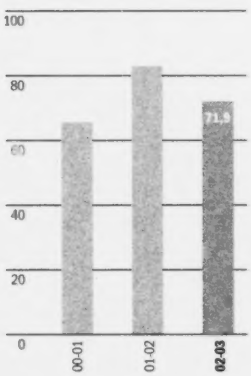
Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration font l'objet d'un suivi en fonction des prévisions budgétaires pour évaluer l'efficacité de la planification et de la gestion.



Facteur de capacité

(exercice)

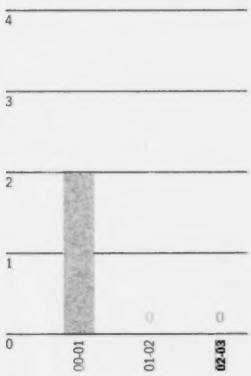
Le facteur de capacité brut représente le pourcentage de production brute de référence que la centrale est capable de produire pour une période donnée.



Sécurité

(nombre d'accidents avec perte de temps)

Les accidents avec perte de temps sont surveillés afin d'évaluer l'efficacité des programmes de sécurité de la centrale et la force de la culture de sécurité.



UNE FONDATION SOLIDE

La centrale de Point Lepreau a atteint un jalon important durant l'année 2002-2003 lorsqu'elle a franchi le cap des 20 années de service et la production de ses 100 millions de mégawatt-heures d'électricité. Durant l'année, le facteur de capacité de Point Lepreau s'est écarté de 2 p. 100 seulement par rapport à la capacité prévue de 74 p. 100 à cause d'un arrêt d'entretien prévu plus long. La centrale a donné un rendement financier notable, étant donné que les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont respecté les prévisions budgétaires, en dépit des coûts imprévus qui ont été engagés durant l'arrêt d'entretien.

Tous les travaux clés ont été réalisés durant l'arrêt d'entretien planifié, dont la vérification de 70 canaux au moyen du dispositif SLARette, l'inspection des tubes d'alimentation, des chaudières et de la turbine à basse pression, et la mise en œuvre du projet du système de refroidissement d'urgence du cœur. Une autoévaluation a été menée après l'arrêt pour mieux comprendre pourquoi celui-ci avait duré plus longtemps que le délai prévu de 66 jours. La planification est avancée en ce qui concerne les arrêts d'entretien prévus pour les années 2003 et 2004.

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a accordé à Point Lepreau un renouvellement de 38 mois de son permis d'exploitation, soit le plus long que la centrale n'ait jamais obtenu. Elle a également accepté la soumission visant à élever la limite de puissance de 1 p. 100, ce qui a donné l'aval à la gestion sécuritaire de l'installation et offrira de meilleures possibilités de production.

En mettant l'accent sur les modalités et les méthodes se rattachant au travail de qualité, les employés ont obtenu un dossier de sécurité enviable durant l'année 2002-2003 ayant franchi le cap des 2 000 000 heures-personnes de travail sans accident avec perte de temps. Le personnel a adopté les programmes de sécurité de la centrale – le programme STAR (Arrêter, réfléchir, agir et revoir) et le système de détection des problèmes et des mesures correctives.

La sécurité est passée au premier plan à la centrale depuis le 11 septembre 2001. La CCSN, qui réglemente les centrales nucléaires au Canada, a établi des normes de sécurité supérieures en fonction d'études d'évaluation. Parmi ces initiatives, mentionnons une aide externe pour l'intervention sur place, une autorisation de sécurité supérieure exigée des travailleurs et des entrepreneurs ayant accès à la centrale et l'amélioration de l'infrastructure de sécurité.

Durant l'année, Stuart Groom, l'ingénieur du nucléaire en chef, a reçu le prestigieux prix Ian McRae de l'Association Nucléaire Canadienne pour souligner sa contribution remarquable à l'énergie nucléaire au Canada.

CRÉER DES POSSIBILITÉS

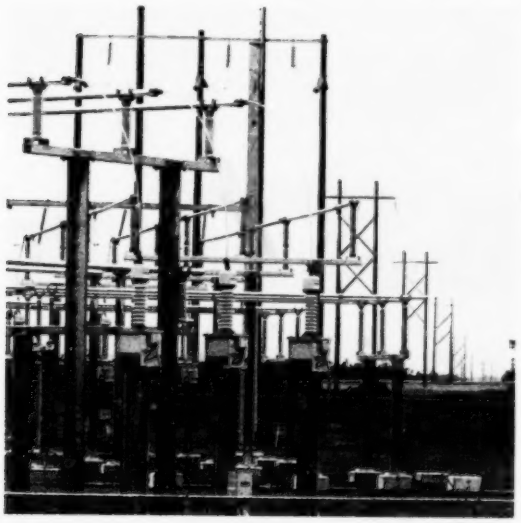
Durant l'année financière, la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick a recommandé au conseil d'administration d'Énergie NB que le projet de remise à neuf de la centrale, dans la forme présentée, n'aille pas de l'avant, car celui-ci ne présentait pas d'avantage financier important. La décision de la Commission n'a pas pondéré les critères de développement comme les avantages de la remise à neuf sur le plan environnemental, notamment le contrôle des émissions de dioxyde de carbone, un facteur essentiel dans l'évaluation du projet.

Pour faire avancer le projet de remise à neuf, Énergie NB a soumis un rapport d'évaluation environnementale sur les modifications aux installations de gestion des déchets radioactifs solides à la CCSN. De concert avec les autres autorités fédérales et provinciales, la CCSN a publié un rapport d'examen préalable aux fins d'un examen public en mars 2003. Une audience sur l'évaluation environnementale est prévue pour juin 2003, et une décision est attendue plus tard durant l'année.

Durant la restructuration de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick en 2003-2004, les buts et les objectifs du Nucléaire s'attarderont à présenter l'unité commerciale comme un choix d'investissement attrayant aux yeux des intérêts financiers pour le projet de remise à neuf, et à réaliser la remise à neuf et à atteindre des normes d'exploitation de premier ordre d'ici 2010. Le *Plan d'affaires de 2003-2004* a établi les domaines stratégiques, chacun étant assorti de cibles, de jalons et d'indicateurs du rendement :

- améliorer la fiabilité – réduire le risque d'arrêts forcés par des programmes d'entretien anticipé et préventif, des systèmes de surveillance de l'état de fonctionnement des systèmes et l'observation des calendriers.
- planifier et exécuter les arrêts d'entretien – l'arrêt d'entretien planifié en 2003 est prévu pour la mi-septembre et devrait durer 24 jours.
- perfectionner les compétences des ressources humaines – continuer d'offrir les programmes de formation liés aux opérateurs de centrale accrédités et d'autres programmes de formation importants destinés aux gens de métier, au personnel technique et aux surveillants.
- élaborer et mettre en œuvre un système de gestion de la qualité – assurer un processus de gestion de la qualité conformément à l'Association canadienne de normalisation.
- se préparer pour la remise à neuf – obtenir l'agrément environnemental pour les installations de gestion des déchets radioactifs solides et faire avancer les activités dans le cadre du projet.
- maintenir une saine gestion financière – gérer dans les limites du budget des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration et du budget des dépenses d'investissement, et réduire les niveaux de dotation en personnel.

TRANSPORT



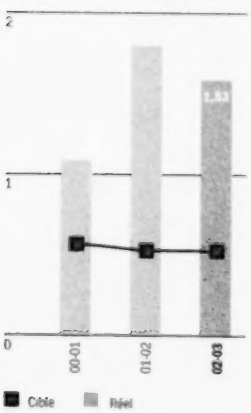
Objectifs

- Sécurité
- Fiabilité
- Prix concurrentiels
- Responsabilité face à l'environnement
- Employés valorisés et attentionnés envers la clientèle

Pour garantir l'alimentation fiable et sûre d'électricité au réseau de distribution et aux clients du transport point à point, l'unité commerciale de Transport gère et entretient plus de 6 700 km de lignes de transport, des sous-stations industrielles, des tours hertziennes et pylônes de radio mobile, des postes et postes de manœuvre ainsi que des interconnexions. Le Centre de conduite du réseau est le centre nerveux de l'exploitation du réseau et offre un accès au réseau de transport par le Système d'information à libre accès en simultané.

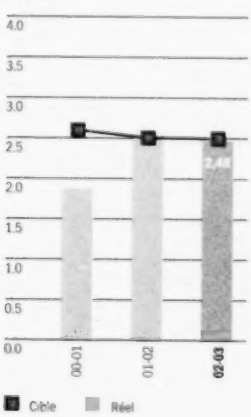
Fiabilité – SAIDI
(heures)

SAIDI (index de durée moyenne des pannes du réseau) représente la durée totale moyenne des interruptions pendant l'année.



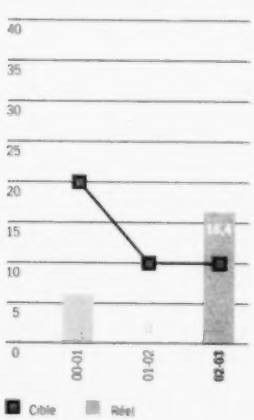
Défauts de transport
(défauts par 100 km)

Tous les seuils de tension - exclue les défauts causés par des conditions météorologiques extrêmes.



Sécurité
(taux de gravité)

Il s'agit du nombre de journées perdues en raison de blessures par 200 000 heures travaillées.



UNE FONDATION SOLIDE

L'unité de Transport a amélioré grandement la fiabilité du service vers la Péninsule acadienne par la mise en service d'un nouveau poste à Tracadie relié par une nouvelle ligne de transport de 138 kV partant d'Allardville. Ce projet a créé un deuxième itinéraire important pour l'alimentation au réseau de transport dans la région, venant s'ajouter à la ligne et au poste actuels de Caraquet, et offrant plus de souplesse afin de réduire la possibilité de pannes prolongées. D'autres travaux d'amélioration relativement à la fiabilité du réseau ont été réalisés ou entrepris à Oak Bay, Dieppe et Memramcook, ainsi que dans la région de Saint John.

Le réseau de transport a été durement touché par des conditions météorologiques exceptionnelles en juillet, 76 défaillances ayant été enregistrées en quatre jours, ce qui était surtout attribuable à l'étendue du foudroiement sur les lignes de transport. La foudre a provoqué des pannes à une grande échelle, les régions les plus touchées ayant été Moncton et le côté ouest de Saint John. Une analyse menée après la tempête a fait ressortir que l'installation de parafoudres sur les lignes de transport essentielles de la région de Saint John s'était avérée très efficace, car les défaillances se sont limitées aux sections qui n'étaient pas encore équipées de tels dispositifs. Le programme d'installation de parafoudres se poursuit.

Pendant qu'elle a poursuivi ses programmes de construction et d'entretien, l'unité de Transport a atteint un jalon marquant dans le domaine de la sécurité. L'accomplissement du 1 000 000 d'heures-personnes sans accident avec perte de temps a été particulièrement notable, compte tenu des conditions souvent éprouvantes dans lesquelles les employés ont dû travailler sur le terrain et dans les chantiers de construction. Entre-temps, l'unité de Transport a co-organisé *Rendez-vous 2003* dans le cadre des efforts continus visant à maintenir un milieu de travail sans accident.

Durant l'année, Énergie NB et Nova Scotia Power ont entrepris conjointement l'examen de la conformité prescrit par le Northeast Power Co-ordinating Council (NPCC) pour la zone de conduite des Maritimes. L'examen est une exigence du programme de conformité et d'exécution relativement à la fiabilité du NPCC. Il englobe le plan de rétablissement du réseau, les critères applicables aux réserves d'exploitation, les limites de sécurité pour l'exploitation, le délestage de charges, de même que l'entretien minimum du réseau d'énergie en bloc. La vérification a révélé qu'Énergie NB se conformait entièrement aux conditions du NPCC.

CRÉER DES POSSIBILITÉS

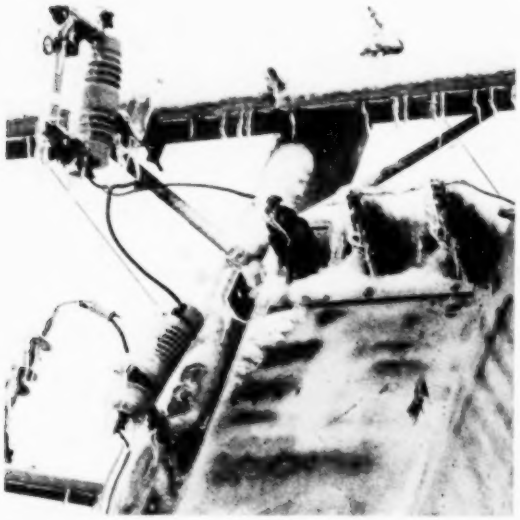
Le projet de construction d'une deuxième interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre contribuerait à accroître la capacité de transfert d'interconnexion dans les deux sens. La ligne de transport de 345 kV et l'interconnexion avec le Maine augmenteraient les possibilités de service point à point, accroîtraient la fiabilité globale du réseau et amélioreraient l'efficacité du transport. Le projet aurait également pour effet de faciliter la mise en place d'un marché de l'électricité concurrentiel dans la province, ce qui est conforme aux objectifs de la Politique énergétique du gouvernement provincial.

Le projet a progressé durant l'année avec la soumission d'un rapport d'étude approfondie à l'approbation de l'Office national de l'énergie (ONÉ) et d'autres agences fédérales. Après avoir examiné ce rapport, le ministre fédéral de l'Environnement a conclu qu'il était peu probable que le projet, assorti de mesures d'atténuation, ait des effets néfastes importants pour l'environnement, et aucune autre évaluation environnementale ne s'imposait. Après une audience tenue en mars 2003, la proposition est maintenant dans les mains de l'ONÉ et du ministère des Pêches et des Océans en vue d'une décision. Énergie NB s'est engagée à mettre en œuvre toutes les mesures d'atténuation recommandées que prévoit le rapport d'étude approfondie.

Énergie NB a présenté un tarif de transport à libre accès à la Commission des entreprises de service public et a produit des preuves durant des audiences d'une durée de 22 jours. La demande visait à concevoir un tarif qui serait imposé pour l'utilisation du réseau de transport et à définir les conditions d'accès au réseau. Ce tarif était conçu pour se conformer aux exigences des organismes de réglementation dans le secteur de l'énergie aux États-Unis.

La décision tarifaire, rendue en mars 2003, comprend les modalités et les taux des services de transport et des services ancillaires, des ententes de service, des ententes d'interconnexion, une politique sur l'expansion du service de transport, ainsi que les normes de conduite. Fait à noter, l'unité de Transport a obtenu la modification d'un règlement basé sur le rendement qui a pour effet d'encourager les gains d'efficience et de productivité afin de maintenir un taux de rendement sans tenir d'autres audiences réglementaires. De même, grâce à cette approche réglementaire, les investissements à long terme dans le réseau ne seront pas négligés au profit de gains d'efficience à court terme.

SERVICES À LA CLIENTÈLE



Objectifs

- Rendement en sécurité de classe mondiale
- Appui de la conformité à la norme de gestion environnementale
- Rendement relativement à la fiabilité se classant dans le premier quartile
- Réduction des coûts et atteinte des cibles en matière de service
- Réputation d'être « un excellent milieu de travail »

Desservant la clientèle résidentielle, commerciale, du gros et industrielle de la province, l'unité commerciale des Services à la clientèle assure un approvisionnement sécuritaire, fiable et à prix concurrentiel en électricité au moyen de plus de 26 500 km de lignes de distribution. Elle offre des produits et des services importants à la clientèle par l'entremise de ses bureaux d'exploitation régionaux, de ses Centres d'appels, de ses conseillers en énergie et de ses responsables de compte.

Degré de service

(pourcentage)

Le degré de service est le nombre d'appels répondus en l'espace de vingt secondes.

Sécurité

(nombre d'accidents avec perte de temps)

Fiabilité – SAIFI

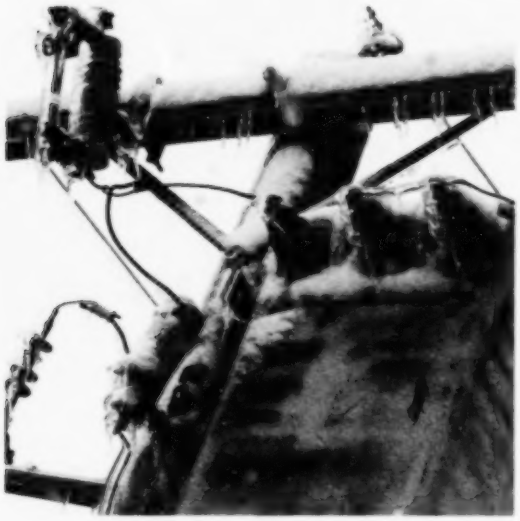
(fréquence)

SAIFI (index de fréquence moyenne des pannes du réseau) représente le nombre moyen d'interruptions par client du réseau de distribution par année.

Tempête de verglas majeure

SAIFI (sauf la perte d'alimentation de transport)

Services à la clientèle

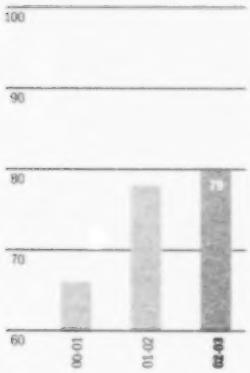


Objectifs

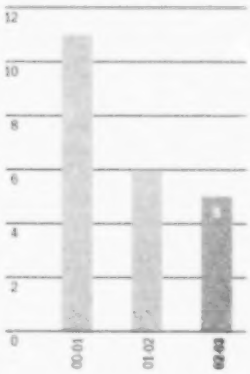
- Rendement en sécurité de classe mondiale
- Appui de la conformité à la norme de gestion environnementale
- Rendement relativement à la fiabilité se classant dans le premier quartile
- Réduction des coûts et atteinte des cibles en matière de service
- Réputation d'être « un excellent milieu de travail »

Desservant la clientèle résidentielle, commerciale, du gros et industrielle de la province, l'unité commerciale des Services à la clientèle assure un approvisionnement sécuritaire, fiable et à prix concurrentiel en électricité au moyen de plus de 26 500 km de lignes de distribution. Elle offre des produits et des services importants à la clientèle par l'entremise de ses bureaux d'exploitation régionaux, de ses Centres d'appels, de ses conseillers en énergie et de ses responsables de compte.

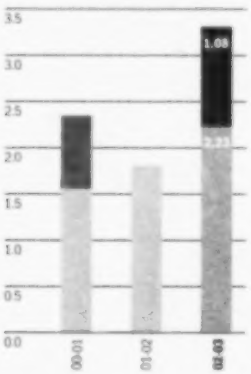
Degré de service
(pourcentage)
Le degré de service est le nombre d'appels répondu en l'espace de vingt secondes.



Sécurité
(nombre d'accidents avec perte de temps)



Fiabilité – SAIFI
(fréquence)
SAIFI (index de fréquence moyenne des pannes du réseau) représente le nombre moyen d'interruptions par client du réseau de distribution par année.



Tempête de verglas majeure
SAIFI (sauf la perte d'alimentation de transport)

Une fondation solide

Le rendement global relativement à la fiabilité est demeuré solide, mais a subi les contrecoups d'orages électriques dans la province durant l'été et d'une tempête de verglas localisée durant l'hiver. Les dommages aux installations de distribution dans l'est et dans le sud du Nouveau-Brunswick, causés par la pluie verglaçante le jour de la marmotte, n'ont jamais été aussi graves depuis des années. Les activités de remise en service ont concilié la rapidité et la sécurité, ce qui s'est traduit par la remise du service en temps utile à 65 000 clients sans accident avec perte de travail. Durant les activités de rétablissement réparties sur plusieurs jours, les équipes d'Énergie NB ont été épaulées par des entrepreneurs et des équipes de Saint John Energy, de Nova Scotia Power et de Maritime Electric et le Maine. Les modifications mises en œuvre à la suite des urgences précédentes ont joué un rôle primordial dans la remise en service. Elles ont comporté l'amélioration du Plan de remise en service d'urgence, l'amélioration des contacts téléphoniques dans les Centres d'appels et la communication de meilleurs renseignements aux médias.

L'accent continu sur la sécurité a contribué à une baisse du nombre d'accidents avec perte de temps au cours des trois dernières années, qui est passé de 11 à 6 à 5. En plus des comités mixtes de santé et de sécurité au travail et de la campagne *La sécurité vous ramène chez vous*, l'unité commerciale des Services à la clientèle a organisé le *Rendez-vous 2003* ayant pour thème *Prenez ça en main…Pour vous-même…Pour votre famille!* Les employés et les entrepreneurs ont participé à l'activité qui mettait l'accent sur la prévention des accidents au travail et au foyer. Ces programmes de sécurité sont entrepris en partenariat avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 37, qui représente les employés syndiqués.

L'engagement face à la sécurité a été démontré à nouveau par un programme visant à réduire les contacts de la clientèle avec les lignes électriques. La baisse sensible du nombre d'incidents de contacts par la clientèle, qui est passé de 92 à 17 d'une année à l'autre, est attribuable aux efforts concertés des unités commerciales des Services à la clientèle, du Transport, de la Sécurité et de la Santé et des Affaires publiques afin de concevoir une campagne de sécurité publique qui a rejoint la clientèle par la radio, la télévision, les médias imprimés et Internet.

Des initiatives portant sur l'amélioration des services à la clientèle, comme le système interactif de réponse vocale, ont été mises en œuvre et communiquées à la clientèle. Le maintien de contacts proactifs avec les clients ayant de la difficulté à régler leurs factures a permis de gérer avec efficacité les niveaux des arriérés. Selon une perspective financière, l'unité commerciale des Services à la clientèle a terminé l'année financière en enregistrant un excédent de 900 000 $ sur le budget d'exploitation, de gestion et d'administration, en dépit de coûts imprévus de 4 millions de dollars attribuables aux conditions du temps.

Créer des possibilités

L'établissement et la mise en branle d'un programme d'amélioration ont fourni un cadre de travail pour les initiatives continues dans l'unité commerciale.

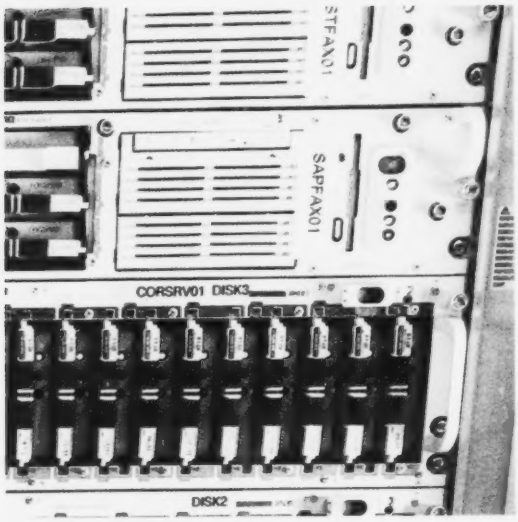
Pour répondre à la demande croissante dans l'est du Nouveau-Brunswick, les travaux à la sous-station et à la ligne de transport de Dieppe se sont poursuivis. Le personnel de la Région de l'Est a collaboré avec les collectivités et les propriétaires fonciers dans la région au cours des phases de sélection d'un site et d'activités préalables à la construction du projet. Le Système de gestion des pannes, une mise à niveau du système de remise en service, a été lancé en février. Un projet de changement des itinéraires pour la lecture des compteurs a été réalisé dans la Région de l'Est, ce qui permettra de mieux gérer les itinéraires, de faire une utilisation plus rationnelle des ressources et de réduire le nombre d'estimations de factures. Parmi les autres initiatives d'amélioration, mentionnons les efforts continus avec Aliant Inc. pour partager avec plus d'efficacité le travail qui est commun aux deux services.

Les membres principaux de l'équipe de direction ont préparé l'unité commerciale pour la restructuration. Parmi de nombreuses activités, l'unité commerciale des Services à la clientèle a collaboré avec l'unité commerciale des Services d'entreprise pour concevoir des systèmes financiers distincts et pour préparer la commercialisation de l'unité.

Dans le cadre de la planification de la relève, l'unité commerciale des Services à la clientèle et le Collège communautaire du Nouveau-Brunswick ont mené un projet pilote où 15 étudiants ont fini le programme de formation de technicien des lignes de transport. De plus, les Centres d'appels ont embauché et formé des étudiants universitaires à temps plein pour remplacer les employés en vacances à partir de mai à octobre. Le programme offre également l'occasion d'ajouter du personnel aux périodes de pointe pour les appels durant le reste de l'année et de mieux promouvoir Énergie NB auprès des étudiants comme choix de carrière possible.

L'unité commerciale des Services à la clientèle a maintenu son engagement face à la gestion de l'environnement en réalisant son objectif de se conformer à la norme ISO 14001 avant décembre 2002. En établissant un système de gestion pour comprendre les impacts sur l'environnement et en mettant en place les mesures pour contrôler, limiter ou atténuer les préoccupations environnementales de façon active, l'unité commerciale a atteint ses buts liés à la protection environnementale.

SERVICES D'ENTREPRISE



Objectifs

- Fourniture d'un service-conseil stratégique aux unités commerciales
- Prestation de services opportuns, experts et efficients
- Appui à la direction et à la haute direction
- Aide au développement des unités commerciales

Ressources humaines et Administration

Un accent soutenu à tous les paliers de la Société a continué d'améliorer la sécurité du personnel et du public. En 2002, Énergie NB a enregistré le taux de fréquence et de gravité le plus bas pour les blessures et les maladies parmi les membres de l'Association canadienne de l'électricité comptant plus de 500 employés. Le taux de fréquence des blessures et des maladies par 200 000 heures travaillées s'est amélioré au cours de chacune des trois dernières années, et la Société a été un chef de file national durant la même période. Une campagne publique intensive – dans les médias imprimés, à la télévision, à la radio et dans Internet – a contribué à une baisse de 82 p. 100 des contacts accidentels du public avec les lignes de transport et les installations, 17 contacts ayant été signalés en 2002 comparativement à 92 en 2001.

Le projet d'harmonisation des unités de négociation avec les unités commerciales a été réalisé avec la signature de trois conventions collectives portant sur plusieurs années. Des conventions de cinq ans dans les unités commerciales des Services à la clientèle et du Transport et une convention de sept ans dans l'unité commerciale du Nucléaire ont été conclues à la fin de l'année. Une convention de quatre ans avait été conclue l'année précédente dans l'unité commerciale de la Production. Ces conventions étant maintenant en place, l'attention ira à l'application des conventions, aux programmes de formation patronale-syndicale et à la mise en œuvre d'un nouveau modèle de résolution de conflits.

Le rôle de chef de file et d'innovateur d'Énergie NB dans les ressources humaines a été reconnu au pays durant l'année. La Société a reçu le prix *Who's Who in Healthcare Plan* de la publication *Canadian Health Care Manager* et a été mise en nomination pour un prix d'excellence de l'*Atlantic Canada Human Resources Association*. Cette reconnaissance à titre de chef de file dans l'industrie est attribuable à des approches innovatrices pour l'établissement d'une stratégie globale des ressources humaines et l'appui des programmes et des services.

Des progrès ont été réalisés dans la conception de systèmes d'information. Une fonctionnalité supplémentaire de libre-service a été mise en œuvre, ce qui permet aux employés d'accéder à leurs renseignements personnels sécurisés en ligne et de les mettre à jour. Plus de 400 employés ont participé au programme de perfectionnement du leadership durant l'année 2002-2003, les programmes d'éducation ayant été axés sur la sensibilisation et sur le perfectionnement dans le domaine du leadership parmi les employés et les équipes. Misant sur leur stratégie exemplaire de mieux-être au travail, les Services de mieux-être des employés ont mis en œuvre des profils de santé personnels afin de déceler les facteurs de risque pour la santé qui peuvent agir sur les coûts des avantages sociaux.

Finances

Un volet important des activités de restructuration de la Société a été l'initiative *Finances en transition* qui a permis d'améliorer les systèmes et les processus financiers afin de produire des états financiers distincts pour les nouvelles filiales. Dans le cadre d'autres activités de restructuration, le Trésor a conçu des modèles financiers pour faciliter la corporatisation des filiales. Le personnel a également collaboré avec le gouvernement du Nouveau-Brunswick et des preneurs fermes pour établir des modalités concernant l'échange de créances contre actifs.

Le personnel de la Division des finances a offert un soutien étendu aux audiences réglementaires pour les projets de remise à neuf des centrales de Coleson Cove et de Point Lepreau, ainsi que pour le tarif de transport. Des conseils d'expert ont également été offerts à l'unité commerciale du Nucléaire pendant que la Division des finances travaillait avec la Commission canadienne de sûreté nucléaire à établir les fonds pour la gestion des déchets de combustible nucléaire

et le déclassement de la centrale nucléaire, des conditions assorties au permis d'exploitation de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

La Division des finances a contribué aux évaluations des risques et aux processus de contrôle continus dans la Société et dans les unités commerciales en 2002-2003. Des mises à jour complètes des plans de gestion des risques opérationnels ont été réalisées dans chaque unité commerciale et dans la division des Systèmes de renseignements commerciaux (SRC). Des rapports sur les plans d'action pour la gestion des risques dans les unités commerciales et les divisions sont présentés à la direction, au comité de vérification du conseil d'administration et au conseil d'administration.

Systèmes de renseignements commerciaux

La division des Systèmes de renseignements commerciaux (SRC) a apporté une contribution importante aux activités de restructuration de la Société. En collaboration avec les unités commerciales, elle a changé le calendrier des initiatives prévues par le plan de technologie de l'information de l'entreprise et son propre plan de travail pour les faire correspondre au calendrier complexe des changements et des mises à niveau aux systèmes d'information. Mentionnons particulièrement le placement spéculatif des SRC dans les systèmes de planification des ressources de l'entreprise pour aligner les systèmes d'information financière sur les nouvelles exigences en matière de gestion et de présentation de rapports des filiales.

La division des SRC a continué d'appuyer l'environnement informatique de la Société en voyant à la maintenance de plus de 2 200 ordinateurs dans 30 bureaux d'exploitation dans la province. Les programmes proactifs pour l'architecture en matiere de technologie de l'information, le vieillissement des systèmes, le plan de secours et la gestion des services de technologie de l'information se sont poursuivis durant l'année 2002-2003. De même, la division a offert des services de soutien au nouveau Système de gestion des pannes qui a été mis en œuvre pour l'unité commerciale des Services à la clientèle.

Une initiative interne visant à assurer que les services de technologie de l'information et leur prestation sont alignés sur les exigences futures des filiales a été réalisée à la division des SRC durant l'année. Grâce à cette initiative, la division des SRC sera en mesure de continuer de jouer un rôle proactif et sensible dans la prestation de services à la Société.

Affaires publiques

Les programmes de communications continues durant l'année ont appuyé les processus d'agrément réglementaire et environnemental pour les projets de remise à neuf de Coleson Cove et de Point Lepreau, ainsi que pour le projet de ligne de transport internationale. Parmi les activités, mentionnons les consultations publiques et les séances d'information avec les intervenants, ainsi que des présentations sur les projets au Nouveau-Brunswick. Après l'obtention de l'agrément environnemental pour le projet de Coleson Cove, un comité de liaison environnementale avec le public a été établi. Des activités de relations avec le public ont également été menées pour les nouvelles sous-stations à Dieppe, Chipman et St. Stephen.

Un programme complet de communications internes pour la restructuration de la Société, sous la bannière *Produire le changement – Communication pendant la transition d'Énergie NB*, a comporté des représentations de la direction et de la haute direction aux employés à des moments clés durant l'année, la création d'une nouvelle section dans l'intranet de la Société et la publication périodique du bulletin *Pour vous tenir au courant*. À de nombreuses occasions, les membres du conseil d'administration ou de la haute direction ont donné des mises à jour au sujet de la restructuration aux associations économiques, aux entreprises de services et aux principaux intervenants.

Durant la tempête de verglas lors du jour de la marmotte, il y a eu plus de 300 demandes provenant des médias provinciaux et nationaux, tandis que 7 000 personnes ont visité la page d'information sur les pannes du site Web de la Société. Comme la tempête avait endommagé de nombreux arbres, Énergie NB, Moncton, Riverview et l'organisation locale *Communities in Bloom* ont uni leurs efforts pour promouvoir La journée de l'arbre. Des semis ont été distribués gratuitement, et il y a eu un tirage d'un pin rouge de 12 pi. Fait digne de mention, des experts en soins des arbres étaient disponibles pour donner des conseils sur les soins aux arbres et sur la plantation de nouveaux arbres afin d'éviter les lignes de transport. D'autres programmes de relations publiques ont appuyé la participation de la Société aux Jeux d'hiver du Canada et au tournoi de golf Peter Gzowski au profit de l'alphabétisation.

Le site Internet de la Société est un outil de communication important pour tous les éléments d'Énergie NB, rejoignant parfois 12 000 visiteurs chaque mois. De l'information réglementaire et environnementale sur les projets de développement des affaires a permis de tenir tous les intervenants au courant. Le programme en ligne et interactif de sécurité, la *Zone des enfants*, est devenu très populaire durant sa deuxième année – près de 3 000 enfants ont mesuré leurs connaissances sur la sécurité en complétant des casse-tête interactifs, des recherches de mots et des labyrinthes.

Revue financière

2002-2003

Discussion et analyse de gestion 24

Rapport de la direction et des vérificateurs 36

États financiers consolidés 37

Notes complémentaires 41

Aperçu statistique 51

DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

La discussion et l'analyse de gestion passent en revue les résultats financiers de l'exploitation pour l'exercice prenant fin le 31 mars 2003, comparativement à l'exercice précédent, ainsi que la situation financière de la Société au 31 mars 2003. Il faut lire la discussion et l'analyse de gestion avec les états financiers consolidés et les notes complémentaires.

DÉRÉGLEMENTATION DE L'ÉLECTRICITÉ

En mai 2002, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a annoncé une transition gérée du marché de l'électricité qui passera de la structure de monopole à un environnement concurrentiel dans les secteurs de gros et des gros clients industriels, ainsi que dans le secteur de la production indépendante. La *Loi sur l'électricité*, déposée à l'Assemblée législative en janvier 2003, prévoit l'autorité législative pour structurer le marché de l'électricité et restructurer la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick. La *Loi*, qui a reçu l'assentiment royal en avril 2003, devrait être proclamée durant l'année 2003-2004.

Restructuration de la Société

Pour s'aligner avec ces changements du marché, Énergie NB passera d'une seule corporation à une corporation de portefeuille avec quatre filiales indépendantes :

- Corporation Holding Énergie NB
- Corporation d'énergie nucléaire NB
- Corporation de production Énergie NB
- Corporation de transport Énergie NB
- Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB

La Corporation Holding facilitera les rapports avec l'actionnaire, le gouvernement provincial, et offrira des services aux filiales. Quant à elles, les filiales seront tenues :

- de gérer les recettes et les coûts
- d'emprunter sans garantie du gouvernement provincial (sauf la Corporation d'énergie nucléaire)
- de produire le taux de rendement visé sur les capitaux propres
- de faire des paiements tenant lieu d'impôt et de dividendes

En vertu des dispositions de la *Loi sur l'électricité*, deux autres organisations seront créées. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick sera un organisme sans but lucratif qui aura pour objectif de diriger l'exploitation du réseau de transport. De concert avec un comité consultatif sur le marché, il établira les règles du marché et assurera leur exécution. Tous les fournisseurs doivent avoir la capacité nécessaire de répondre aux besoins courants des clients ou ils doivent trouver une source de remplacement pour combler le manque.

De plus, l'établissement de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick facilitera la conversion de la dette d'Énergie NB à des niveaux d'endettement acceptables dans les filiales de la Corporation par un échange de créances contre actifs. Graduellement, la Corporation assumera et réduira la portion des dettes de la Corporation qui reste à même les roulements de caisse des nouvelles filiales.

La *Loi* prévoit également que le gouvernement du Nouveau-Brunswick puisse :

- vendre l'ensemble ou une partie de la centrale de Coleson Cove ou conclure un arrangement, y compris une fiducie, un bail, un partenariat, une entreprise conjointe ou une entente exécutoire relativement à la centrale
- conclure un arrangement, y compris une fiducie, un bail, un partenariat, une entreprise conjointe ou une entente exécutoire relativement à la centrale de Point Lepreau
- procéder au transfert ou à la mutation, selon le cas, des dirigeants, des employés, des éléments d'actif, des éléments de passif, des droits et des obligations de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick à la Corporation Holding Énergie NB, aux quatre filiales, à l'Exploitant du réseau et à la Corporation financière d'électricité du Nouveau-Brunswick. Le transfert des éléments d'actif, des éléments de passif, des droits et des obligations se fera à leur valeur comptable.

Modifications du marché de l'électricité

Dès que le nouveau marché sera en place, les clients du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick comprendront :

- Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, qui verra à alimenter les clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel de la province
- les entreprises d'électricité municipales actuelles et les gros clients industriels desservis à la tension de transport qui choisissent de ne pas recevoir de services de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB
- les clients admissibles de l'Île-du-Prince-Édouard, du nord du Maine et de la Nouvelle-Écosse

Ces clients pourront conclure des ententes avec différents fournisseurs, y compris Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB, des services d'électricité externes ou des producteurs indépendants.

PROJETS D'AMÉNAGEMENT D'ÉNERGIE NB

Le plan d'aménagement commercial d'Énergie NB vise à assurer une approvisionnement fiable en électricité, à respecter les normes environnementales en pleine évolution et à maintenir des tarifs d'électricité stables et concurrentiels qui soutiennent la croissance économique. Les analyses d'investissement ont permis de repérer les projets qui jouent un rôle critique pour réaliser ces buts. Ces projets se trouvent à de différentes étapes du processus d'évaluation réglementaire et environnementale et de la construction.

Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove

L'entreprise convertit la centrale au mazout de Coleson Cove pour brûler l'Orimulsion[MD], un combustible moins coûteux, et améliore les équipements de protection de l'environnement. Le ministère provincial de l'Environnement et des Gouvernements locaux a octroyé l'approbation environnementale et la construction doit se terminer d'ici novembre 2004. À la suite d'une recherche de partenaires en 2002-2003, le gouvernement provincial a décidé pour le moment de conserver propriétaire de la centrale et de poursuivre la remise à neuf.

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Énergie NB se propose de remettre la centrale de Point Lepreau pendant un arrêt de 18 mois qui commencera en avril 2007 ou 2008. En septembre 2002, la Commission des entreprises de service public (CESP) a recommandé au conseil de direction de ne pas poursuivre le projet, tel qu'il avait été présenté, parce qu'il ne représentait aucun avantage financier frappant par rapport au gaz naturel, une autre source possible de production de remplacement. Le conseil reconnaît la position de la CESP, mais il croit pourtant que d'autres facteurs qui dépassent la portée de l'étude de la CESP auront une incidence importante sur toute décision relative au projet. Il faut souligner les avantages environnementaux de l'exploitation de la centrale et les incertitudes relatives au prix et aux approvisionnements du gaz naturel. La province du Nouveau-Brunswick cherche des partenariats pour poursuivre le projet.

Transport

En 2002-2003, la Commission des entreprises de service public a approuvé le tarif d'accès ouvert au réseau de transport d'Énergie NB afin d'offrir aux producteurs et aux consommateurs à l'intérieur et à l'extérieur de la province un accès non discriminatoire au réseau.

Du côté des aménagements, une deuxième ligne de transport à 345 kV et interconnexion au Maine créerait des occasions d'importation et d'exportation e l'électricité et améliorerait la fiabilité globale du réseau et l'efficacité du transport. Énergie NB a déposé devant l'Office national de l'énergie (ONE) une demande du certificat de commodité et de nécessité publiques requis pour construire, exploiter et entretenir la ligne proposée. À la suite du rapport positif des instances environnementales fédérales et d'une audience publique, l'Office national de l'énergie a approuvé l'exécution du projet.

APERÇU DE LA DISCUSSION ET DE L'ANALYSE DE GESTION

Rendement financier en millions de dollars

	2002-03	2001-02	2000-01
Bénéfice (perte) net	**(77) $**	19 $	(80) $
Encaisse d'exploitation	**133 $**	234 $	214 $
Encaissements (décaissements) disponibles	**(86) $**	64 $	114 $
Réduction (augmentation) de la dette nette	**(104) $**	41 $	23 $

L'entreprise a modifié une politique comptable relative à la traduction du taux de change applicable à la dette en devises américaines à partir du 1er avril 2001. Avant la modification, le bénéfice net de l'exercice qui a pris fin le 31 mars 2002 était de 3 millions de dollars, et la perte nette de l'exercice qui a pris fin le 31 mars 2001 se chiffrait à 14 millions de dollars.

Ratios et pourcentage financiers

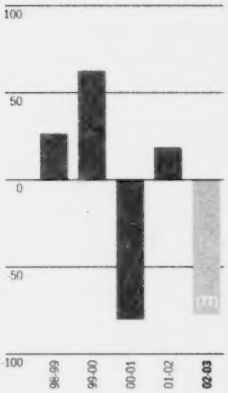
	2002-03	2001-02	2000-01
Marge d'exploitation	**13 %**	21 %	21 %
Encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement	**,61x**	1,67x	1,81x
Dette / Capital	**106 %**	103 %	104 %
Couverture de l'intérêt	**,66x**	1,08x	,68x

Énergie NB a enregistré une perte nette de 77 millions de dollars en 2002-2003, comparativement à un bénéfice net de 19 millions en 2001-2002.

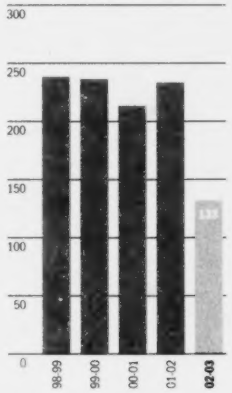
Plusieurs facteurs d'exploitation et financiers ont influencé les résultats financiers de l'exercice, surtout la réduction de 82 millions de dollars des marges sur les ventes à l'exportation. Les profits ont diminué à cause de la hausse des coûts d'énergie – en effet, les prix du mazout et du gaz naturel ont augmenté et les sources moins coûteuses (nucléaire et Orimulsion[MD]) ont été moins disponibles. Ici les facteurs clés :

- Les prix du mazout lourd et du gaz naturel, déduction faite du redressement des opérations de change, ont influencé les marges brutes sur les ventes dans la province et les ventes à l'exportation.
- À cause de l'interruption de l'approvisionnement en Orimulsion[MD], un combustible provenant de la région de l'Orénoque au Venezuela, il a fallu recourir au mazout lourd plus coûteux à la centrale de Dalhousie.
- À cause du déclin de la production nucléaire en raison d'un long arrêt d'entretien, il a fallu compter davantage sur la production et sur les achats d'énergie plus coûteux.
- À cause de la hausse des coûts de production, il est souvent arrivé que les ventes dans le marché américain ne présentent pas d'avantage économique. La situation a été aggravée par un temps plus froid que la moyenne durant l'hiver, des niveaux d'eau bas et une capacité réduite de la centrale nucléaire, facteurs qui ont tous abaissé la quantité d'électricité destinée aux exportations.
- Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté d'une année à l'autre, ce qui est surtout attribuable aux coûts liés à l'arrêt de la centrale de Point Lepreau.

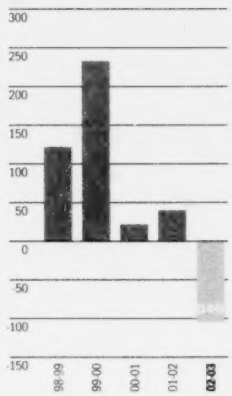
Bénéfice net avant virement et radiation
(en millions de dollars)



Encaisse d'exploitation
(en millions de dollars)



Réduction de la dette nette
(en millions de dollars)

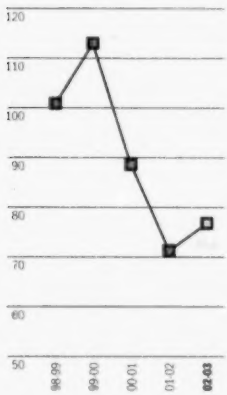


Les pressions des coûts ont été quelque peu atténuées par plusieurs facteurs :

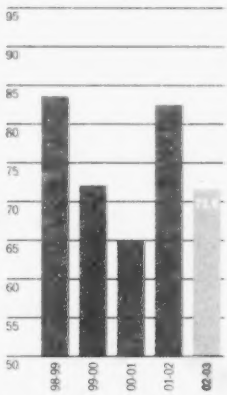
- Les marges brutes sur les ventes dans la province ont augmenté comparativement à l'année 2001-2002, car le temps plus froid a accru la demande dans plusieurs secteurs. De plus, une augmentation des tarifs de 2,1 % en moyenne a été mise en œuvre le 1er avril 2002. Le prix des ventes non garanties a aussi augmenté.
- La baisse des frais d'intérêt et la meilleure performance du dollar canadien ont toutes deux contribué à une diminution d'une année à l'autre au titre des frais de financement.
- La production hydroélectrique nette en 2002-2003 était plus basse que de la moyenne à long terme. Cependant, le rendement était meilleur d'une année à l'autre, ce qui a abaissé les coûts des combustibles de remplacement.

Compte tenu de la baisse du bénéfice net, l'encaisse d'exploitation en 2002-2003 a atteint 133 millions de dollars, soit 101 millions de moins qu'en 2001-2002. La dette de la Société s'est accrue de 104 millions de dollars en 2002-2003, conséquence de la baisse du bénéfice net et de la hausse des dépenses d'investissement qui ont été engagées pour les projets de développement aux centrales de Coleson Cove et de Point Lepreau.

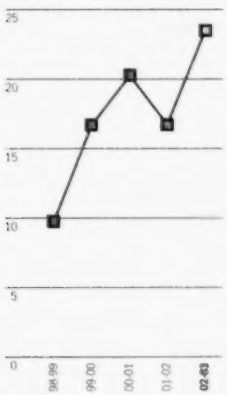
Production hydroélectrique nette



Facteur de capacité net de Point Lepreau



Prix du mazout lourd



Rendement financier et d'exploitation

	2002-03		2001-02		2000-01	
Production hydroélectrique nette exprimée en pourcentage de la moyenne à long terme	**76,8**	%	71,3	%	88,6	%
Facteur de capacité net de la centrale de Point Lepreau	**71,6**	%	82,5	%	65,1	%
Dollar canadien au 31 mars (équivalent en $ US)	**0,681**	$	0,628	$	0,634	$
Prix moyen du mazout lourd ($ US / baril Platt's NY 3 %)	**23,49**	$	16,72	$	20,28	$
Prix moyen du gaz naturel ($ US / mmBTU)	**4,22**	$	3,09	$	5,22	$
Prix moyens pour la puissance de pointe de la Nouvelle-Angleterre ($ US / MWh)	**51,29**	$	41,26	$	57,18	$

Résultats d'exploitation pour 2002-2003

Aperçu des recettes en millions

	2002-03		2001-02		2000-01	
Ventes d'énergie						
Dans la province	**993**	$	919	$	931	$
Hors de la province	**227**		359		332	
Revenus divers	**53**		41		46	
Recettes totales	**1 273**	$	1 319	$	1 309	$
Pourcentage de hausse	**(3,5)**	%	0,8	%	4,9	%

Les recettes totales ont atteint 1,273 milliard de dollars en 2002-2003, soit une diminution de 46 millions de dollars ou de 3,5 % par rapport à 2001-2002.

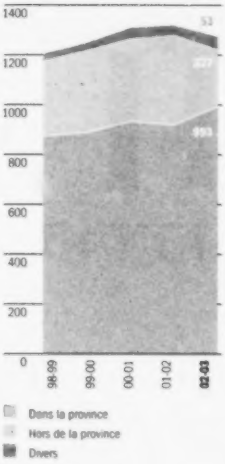
Recettes dans la province en millions

	2002-03		2001-02		2000-01	
Clients résidentiels	**393**	$	358	$	364	$
Secteur industriel	**316**		294		298	
Usage général	**190**		180		178	
Ventes en gros	**77**		70		73	
Éclairage public	**17**		17		18	
Total	**993**	$	919	$	931	$
GWh	**15 547**		14 627		14 944	

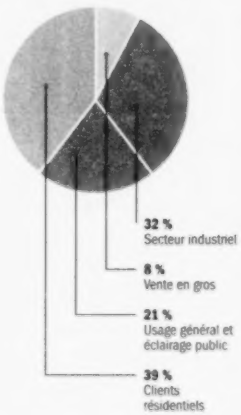
Les recettes provenant des ventes dans la province se sont chiffrées à 993 millions de dollars en 2002-2003, soit 74 millions de dollars ou 8,1 % de plus qu'en 2001-2002. Voici les principaux facteurs qui ont contribué aux écarts enregistrés d'une année à l'autre :

- Comme le temps a été plus froid, la demande a augmenté dans les secteurs des clients résidentiels, de l'usage général et des ventes en gros, ce qui accru les recettes de 39 millions de dollars.
- Une augmentation des tarifs de 2,1 % en moyenne a été mise en œuvre le 1er avril 2002, ce qui a relevé les recettes de 19 millions.
- Certaines augmentations au titre des prix des contrats d'électricité avec le secteur industriel sont rattachées aux frais de combustible, ce qui a accru de 18 millions les recettes provenant des ventes dans la province.

Analyse des recettes



Recettes provenant des ventes dans la province



Recettes provenant des ventes hors de la province en millions

	2002-03	2001-02	2000-01
Recettes	**227 $**	359 $	332 $
GWh	**3 069**	5 264	4 878

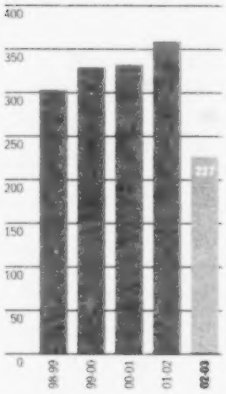
Les diminutions enregistrées dans les volumes des ventes à l'exportation ont contribué à une baisse de 36,8 % ou de 132 millions de dollars des recettes provenant des ventes hors de la province qui se sont établies à 227 millions en 2002-2003. Cette situation était attribuable à deux raisons principales :

- À cause d'une hausse des prix du mazout lourd, combinée à la nécessité de remplacer l'Orimulsion[MD] par un mazout lourd plus coûteux à la centrale de Dalhousie durant le dernier trimestre de l'année, il s'est souvent révélé peu économique de vendre de l'électricité sur le marché américain.
- La quantité d'électricité destinée aux exportations a également baissé, car il a fallu compter sur une plus grande production pour satisfaire à une augmentation de la charge provinciale durant l'hiver. Énergie NB a enregistré quatre appels de puissance de pointe dans le réseau provincial durant une période de six semaines allant de janvier à février 2003.

Revenus divers

Les revenus divers tirés de la location de chauffe-eau, des tarifs de transport, des services ancillaires et de la vente de vapeur et de sous-produits de la production ont augmenté de 12 millions de dollars ou de 29,3 % pour passer à 53 millions de dollars en 2002-2003. Les recettes provenant des tarifs de transport, tirées surtout des nouvelles réservations de capacité, ont contribué à la moitié de cette augmentation, soit un montant de 6 millions. Le prix de la vapeur s'est élevé de 4 millions, conséquence des augmentations du coût du mazout lourd. Les autres revenus divers ont augmenté de 2 millions.

Recettes provenant des ventes hors de la province



Dépenses

Aperçu des dépenses en millions

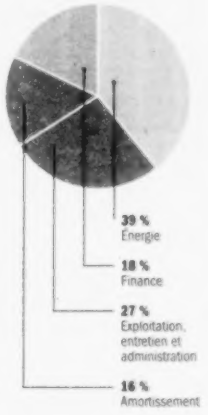
	2002-03		2001-02		2000-01	
	$	%	$	%	$	%
Combustibles et achats d'énergie	**527 $**	**39**	492 $	38	504 $	36
Exploitation, entretien et administration	**364**	**27**	339	26	312	22
Amortissement et déclassement	**216**	**16**	213	16	218	16
Frais de financement	**243**	**18**	256	20	355	26
Total	**1 350 $**	**100**	1 300 $	100	1 389 $	100

Les dépenses totales se sont accrues de 3,8 % en 2002-2003 pour atteindre 1,350 milliard de dollars. Cette augmentation de 50 millions a été stimulée par plusieurs facteurs :

- une hausse de 35 millions de dollars du coût des combustibles et des achats d'énergie
- une augmentation de 25 millions des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration
- un accroissement de 3 millions des frais d'amortissement et de déclassement

Ces dépenses ont été compensées par une diminution de 13 millions des frais de financement.

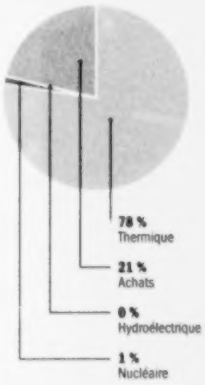
Dépenses totales



Combustibles et achats d'énergie en millions

	2002-03		2001-02		2000-01	
	$	%	$	%	$	%
Hydroélectrique	**0 $**	**0**	0 $	0	0 $	0
Nucléaire	**7**	**1**	8	2	7	1
Thermique	**408**	**78**	381	77	397	79
Achats	**112**	**21**	103	21	100	20
Total	**527 $**	**100**	492 $	100	504 $	100

Alimentation de la charge provinciale
(en millions de dollars)



Le coût des combustibles et des achats d'énergie a atteint 527 millions en 2002-2003, soit 35 millions de dollars ou 7,1 % de plus qu'en 2001-2002. Le mazout lourd a représenté 52 % de ces dépenses, tandis que les achats d'énergie auprès d'entreprises d'électricité en Nouvelle-Écosse, au Maine, au Québec et au Nouveau-Brunswick ont compté pour 21 % de celles-ci. L'augmentation d'une année à l'autre du coût des combustibles et des achats d'énergie était attribuable aux facteurs suivants :

- Le temps plus rigoureux a augmenté la charge provinciale de 6,3 %, ce qui a élevé les coûts de 48 millions de dollars.
- Comme la production nucléaire s'est abaissée de 82,5 % en 2001-2002 à 71,6 %, il a fallu compter davantage sur la production et les achats d'énergie plus coûteux, ce qui a élevé les coûts de 26 millions.
- Compte tenu de l'augmentation de 40 % du prix du mazout lourd et de 37 % du prix du gaz naturel, le coût pour assurer l'approvisionnement en électricité dans la province et les ventes à l'exportation s'est accru de 41 millions de dollars.
- Vu l'interruption de l'approvisionnement en Orimulsion[MD], un combustible en provenance de la région de l'Orénoque au Venezuela, il a fallu recourir au mazout lourd plus coûteux à la centrale de Dalhousie, ce qui a augmenté les coûts des combustibles de 13 millions.

Ces augmentations de coûts ont été quelque peu atténuées par une réduction des coûts suivants d'une année à l'autre :

- Même s'ils étaient plus bas que la moyenne à long terme, les niveaux d'eau étaient plus élevés en réalité, passant de 71,3 % en 2001-2002 à 76,8 % en 2002-2003, ce qui a augmenté la production hydroélectrique d'une année à l'autre, permettant de réaliser des économies de 8 millions de dollars.
- Vu que la plupart des achats de combustibles thermiques sont libellés en devises américaines, la remontée du dollar canadien a diminué de 4 millions les coûts non couverts des combustibles.
- Les coûts de production ont baissé de 81 millions à cause du déclin enregistré dans les volumes des ventes à l'exportation.

Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration en millions

	2002-03	2001-02	2000-01
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**364 $**	339 $	312 $

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont élevés à 364 millions de dollars en 2002-2003, soit 25 millions de dollars ou 7,4 % de plus qu'en 2001-2002. Cette augmentation était attribuable aux facteurs suivants :

- les coûts liés à l'arrêt d'entretien prévu prolongé et aux arrêts imprévus à la centrale nucléaire de Point Lepreau ont augmenté
- il a fallu engager des dépenses afin de se préparer pour l'ouverture du marché de l'électricité et pour la restructuration de la Société.
- les coûts de réparation des installations de distribution dans les régions de l'Est et du Sud de Service à la clientèle après les tempêtes de verglas en février et en mars 2003

Ces augmentations ont été légèrement contrebalancées par une baisse d'une année à l'autre des frais d'entretien liés aux centrales thermiques. En 2001-2002, des dépenses ponctuelles liées à l'entretien ont été engagées aux centrales de Coleson Cove, de Dalhousie et de Belledune.

Amortissement et déclassement en millions

	2002-03	2001-02	2000-01
Amortissement et déclassement	**216 $**	213 $	218 $

Les dépenses d'amortissement et de déclassement se sont élevées à 216 millions de dollars en 2002-2003, soit 3 millions de dollars ou 1,4 % de plus qu'en 2001-2002. Une charge environnementale de 11 millions a été constatée par NB Coal pour le traitement des effluents d'eau acide provenant d'une mine inactive, en plus d'une augmentation de 9 millions de dollars des dépenses liées aux ajouts aux éléments d'actif de la centrale nucléaire et du réseau de distribution. Ces dépenses ont été compensées par une diminution de 17 millions de dollars au titre de l'amortissement de l'actif nucléaire, car la fin de la durée de vie utile de la centrale nucléaire de Point Lepreau a été prolongée de 2008 à 2010 à des fins de comptabilité conformément aux résultats des plus récents examens techniques.

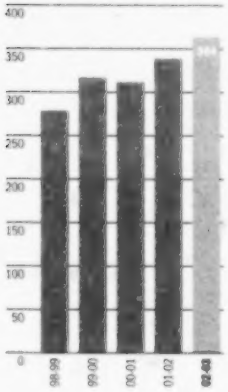
Frais de financement en millions

	2002-03	2001-02	2000-01
Frais de financement	**243 $**	256 $	355 $

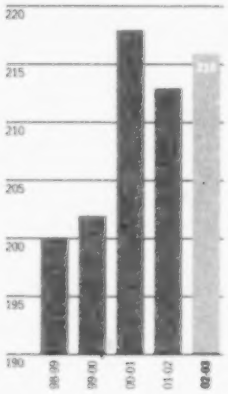
La diminution de 5,1 % des frais de financement, qui ont baissé de 13 millions de dollars par rapport à 2001-2002 pour passer à 243 millions de dollars, a découlé surtout des facteurs suivants :

- les émissions obligataires ont été remplacées par des nouvelles émissions obligataires à des taux d'intérêt moindres, ce qui a permis d'économiser 6 millions
- la remontée du dollar canadien a réduit de 4 millions de dollars les frais liés aux opérations de change non couvertes
- les gains du fonds d'amortissement ont augmenté de 3 millions

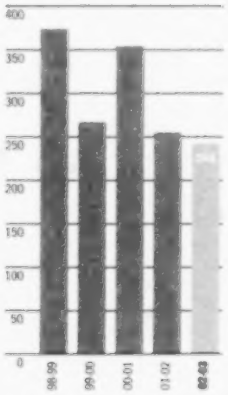
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration



Amortissement et déclassement



Frais de financement



Liquidités et ressources en capital

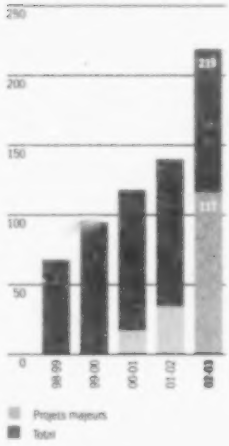
Dépenses d'investissement en millions

	2002-03	2001-02	2000-01
Dépenses d'investissement	**219 $**	140 $	118 $

Les dépenses d'investissement se sont élevées à 219 millions de dollars en 2002-2003, soit 79 millions de dollars ou 56 % de plus qu'en 2001-2002. La hausse de ces dépenses était surtout attribuable aux dépenses liées au projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove, qui comporte l'installation de dispositifs antipollution et la conversion de la centrale alimentée au mazout pour utiliser l'Orimulsion[MD] moins coûteux. En 2002-2003, le projet a obtenu l'agrément environnemental du gouvernement provincial, et les travaux de construction ont débuté en décembre 2002. Jusqu'à présent, la somme de 106 millions dans le cadre de ce projet d'une valeur de 747 millions a été engagée, et le projet doit prendre fin d'ici novembre 2004.

Parmi les autres dépenses d'investissement, mentionnons ceux associés à la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau qui est prévue durant un arrêt planifié d'une durée de 18 mois à compter d'avril 2007 ou 2008. Des projets d'amélioration de l'infrastructure de transport et de distribution ont aussi été exécuté en 2002-2003.

Dépenses d'investissement

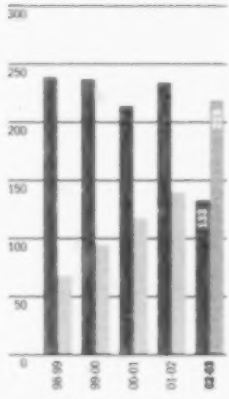


Encaisse d'exploitation en millions

	2002-03	2001-02	2000-01
Encaisse d'exploitation	**133 $**	234 $	214 $

L'encaisse d'exploitation s'est chiffrée à 133 millions de dollars en 2002-2003, soit 101 millions de dollars de moins qu'en 2001-2002. Cette diminution était surtout attribuable au déclin enregistré dans le bénéfice net d'une année à l'autre, à l'augmentation des dépenses d'investissement et au versement de 20 millions de dollars au fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié.

Composants des libres mouvements de trésorerie



Encaissements (décaissements) libres en millions

	2002-03	2001-02	2000-01
Encaisse d'exploitation	**133 $**	234 $	214 $
Dépenses d'investissement	**(219)**	(140)	(118) $
Produits de la cession et des contributions des clients	**5**	5	2
Réduction (augmentation) du fonds de roulement	**15**	(35)	16
Paiement au fonds de fiducie pour les déchets de combustible nucléaire	**(20)**	0	0
Encaissements (décaissements) libres	**(86) $**	64 $	114 $

Les décaissements libres ont atteint 86 millions de dollars en 2002-2003, soit 150 millions de dollars de moins qu'en 2001-2002. Cette baisse était attribuable à un déclin du bénéfice net, à la hausse des dépenses d'investissement et à un paiement de 20 millions de dollars effectué au fonds en fiducie pour les déchets de combustible nucléaire.

Dette en millions

	2002-03	2001-02	2000-01
Libres mouvements de trésorerie	**(86) $**	64 $	114 $
Redressement des opérations de change	**3**	(4)	(82) $
Frais de la dette reportée	**(21)**	(19)	(9) $
Réduction (augmentation) de la dette nette	**(104) $**	41 $	23 $

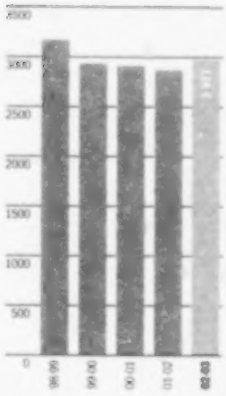
La dette a augmenté de 104 millions de dollars en 2002-2003 comparativement à la réduction de 41 millions de dollars enregistrée en 2001-2002. Cette augmentation était attribuable au déclin du bénéfice net et à la hausse des dépenses d'investissement.

Total de la dette nette en millions

	2002-03	2001-02	2000-01
Dette à long terme, nette des investissements du fonds d'amortissement	**2 744 $**	2 890 $	2 869 $
Dette à court terme	**295**	0	102
Espèces et investissements à court terme	**(62)**	(17)	(57)
Total de la dette nette	**2 977 $**	2 873 $	2 914 $

La Société accède aux marchés financiers par l'intermédiaire de la dette émise par le gouvernement du Nouveau-Brunswick. Le niveau des emprunts à court terme de la Société fluctue selon la date d'échéance de la dette et des besoins en investissement de capitaux. Cinq émissions obligataires, totalisant 710 millions de dollars, à des taux d'intérêt nominaux allant de 7,125 % à 9,5 %, sont arrivées à échéance en 2002-2003. Les nouvelles émissions totalisant 742 millions sont assorties d'un taux d'intérêt moyen en vigueur plus favorable, soit 5,225 %.

Total de la dette nette



GESTION DES RISQUES

La Société a établi un processus pour gérer les risques liés aux éléments suivants :

Couverture financière

Le comité de la couverture des risques financiers voit à surveiller et à contrôler l'exposition au risque financier d'Énergie NB pour assurer la prévisibilité et la viabilité de l'encaisse et du bénéfice net. Le comité surveille les risques suivants :

- **Risques associés aux prix des combustibles** – La Société a des expositions nettes aux prix des combustibles, notamment le mazout lourd et le gaz naturel, qu'elle contrebalance en rattachant des recettes aux prix des combustibles. Pour réduire l'exposition à la volatilité de ces prix, elle assure une couverture des risques financiers selon des degrés de tolérance prédéfinis pour les besoins prévus dans la province.

- **Risques associés au change** – La Société a une exposition nette à la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain. Elle est sensible à la dette libellée en dollars américains, au coût des combustibles et aux achats d'énergie qui sont surtout libellés en dollars américains et aux recettes libellées en dollars américains. Elle assure donc une couverture des risques financiers en fonction de seuils de tolérance prédéfinis pour les besoins connus et prévus en dollars américains. À compter d'avril 2002, la Société a adopté une stratégie pour assurer la couverture des risques financiers au gros de la dette libellée en devises américaines et, au 31 mars 2003, elle avait couvert les risques financiers associés à 639 millions de sa dette de 650 millions libellée en devises américaines.

- **Risques associés aux taux d'intérêt** – Pour atténuer l'impact des changements défavorables des taux d'intérêt, la Société assure la couverture des risques financiers relativement à un pourcentage prédéfini des expositions prévues au refinancement.

Variables économiques et opérationnelles en millions

	Sensibilité / Écart (+ / -)	Effet sur les bénéfices net en 2002-03
Dollar canadien ($ US)	0,01 $ US	1 $*
Prix du pétrole ($ US / baril)	1 $ US / bbl	3 $*
Prix du gaz naturel ($ US / mmBTU)	0,25 $ US / mmBTU	2 $*
Exportations d'électricité ($ US / MWh)	1 $ US / MWh	4 $

* effet sur les bénéfices nets après le programme de couverture du risque

Gestion du risque d'entreprise

Énergie NB a retenu les services du cabinet Ernst & Young LLP pour aider à effectuer l'évaluation et le contrôle continus des risques. Les évaluations des risques opérationnels ont été mises à jour dans chaque unité commerciale pour 2002-2003 de même que dans les Systèmes de renseignements commerciaux. Des rapports d'avancement sur les plans d'action concernant les risques associés aux unités commerciales et aux services sont présentés à la haute direction, au comité de vérification du conseil d'administration et au conseil d'administration.

Sécurité

Le service de Santé et Sécurité d'Énergie NB a pour mandat d'optimaliser les conditions de travail saines et sécuritaires pour tous les employés et les entrepreneurs, et de promouvoir la sécurité en électricité auprès du public. Les vérifications visant à mesurer différentes initiatives de sécurité sont menées régulièrement, y compris les vérifications de la gestion des risques de la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail du Nouveau-Brunswick (CSSIAT). Des rapports réguliers sur le système de gestion des activités d'observation en matière de santé et de sécurité et sur le programme de sécurité publique sont présentés au comité des ressources humaines et de gouvernance d'entreprise du conseil d'administration, qui s'assure qu'une diligence raisonnable est exercée pour la santé et la sécurité du public et des employés.

Environnement

Les unités commerciales voient à intégrer la politique environnementale de la Société à leurs pratiques pour que les activités se déroulent et que les employés effectuent leurs tâches d'une manière respectueuse de l'environnement. Elles bénéficient du soutien de la Division des affaires environnementales de l'entreprise pour :

- intégrer la gestion environnementale aux pratiques commerciales et à la planification de projets
- obtenir les agréments réglementaires pour les installations et les nouveaux projets de construction
- vérifier la conformité avec les agréments réglementaires et faire rapport aux organismes de réglementation
- consulter les organismes externes et les intervenants au sujet des questions liées à l'environnement
- fournir de l'information environnementale à la clientèle, au personnel, aux autorités réglementaires et au public
- surveiller la loi et les normes nouvelles et révisées concernant l'environnement et donner leur avis à ce sujet

Affaires environnementales présente des rapports d'avancement sur les programmes en place pour gérer les risques liés à l'environnement, dont les enjeux actuels et futurs. Par des discussions et des examens, des vérificateurs externes évaluent chaque année l'intégralité, la valeur et la communication des responsabilités et des éventualités importantes liées à l'environnement dans les états financiers de la Société. Énergie NB publie un rapport de rendement environnemental qui est accessible à ***www.energienb.com***

Assurance

Énergie NB maintient un service d'Assurance dont les politiques et les limites de protection sont conformes aux pratiques dans l'industrie des entreprises d'électricité en Amérique du Nord. La garantie a rapport aux biens et à la responsabilité ayant trait à la production nucléaire, aux biens traditionnels et à la responsabilité, y compris les automobiles, l'environnement, l'assurance maritime ainsi que la responsabilité civile des membres du conseil d'administration et des dirigeants. Un aperçu annuel des activités du service est soumis au comité de vérification du conseil d'administration.

Le 12 mai 2003

Les états financiers d'Énergie NB ont été dressés par la direction qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse de l'information. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens ainsi que la mise à jour des dossiers. Voici les contrôles et les procédures :

- Sécurité des systèmes et divers contrôles financiers;
- Normes de qualité dans le recrutement et la formation des employés;
- Code de conduite;
- Structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités;
- Responsabilisation en matière de rendement;
- Communication des politiques et des principes directeurs au sein de la Société.

Les contrôles internes sont analysés et évalués au moyen de programmes de vérification qui sont soumis à l'examen des vérificateurs externes.

En tout dernier lieu, la responsabilité des états financiers incombe au conseil d'administration. À cet égard, le conseil est aidé par le comité de vérification qui analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes afin d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la direction en vue de mettre en œuvre ces recommandations. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la direction ainsi qu'avec les vérificateurs externes et internes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Il analyse les états financiers et les recommande à l'approbation du conseil d'administration.

Les vérificateurs externes de la Société, le cabinet Deloitte & Touche LLP, ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en appliquant les sondages et les autres méthodes qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre de leur rapport. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et des conclusions auxquelles ils sont arrivés relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Société et à la pertinence des systèmes de contrôle interne.

Le président et
chef de la direction (par intérim),

Stewart MacPherson

La vice-présidente,
Finances et Systèmes Informatiques,

Sharon MacFarlane

Le 12 mai 2003

L'honorable Marilyn Trenholme Counsell, M.D.
Lieutenante-gouverneure du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Madame,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick au 31 mars 2002 et les états consolidés des résultats, des déficits et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 mars 2003 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes généralement reconnus au Canada.

Deloitte & Touche LLP
Comptables agréés

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS ET DU DÉFICIT

pour l'exercice terminé le 31 mars 2003 (en millions)

	2003	2002 Retraité (voir note 2)
Produits		
Ventes d'électricité (note 3)		
À l'intérieur de la province	**993 $**	919 $
À l'extérieur de la province	**227**	359
Autres	**53**	41
	1 273	1 319
Charges		
Achats d'électricité	**112**	103
Combustibles	**415**	389
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**364**	339
Amortissement et déclassement (note 4)	**216**	213
	1 107	1 044
Bénéfice avant frais de financement	**166**	275
Frais de financement (note 5)	**243**	256
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	**(77)**	19
Déficit		
Solde d'ouverture du déficit (montant antérieurement déclaré)		(164)
Incidence d'une modification de convention comptable (note 2)		45
Solde d'ouverture du déficit (montant retraité)	**(100)**	(119)
Déficit à la fin	**(177) $**	(100) $

BILAN CONSOLIDÉ

au 31 mars 2003 (en millions)

	2003	2002 Retraité (voir la note 2)
Immobilisations corporelles (note 6)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au coût	**5 607 $**	5 458 $
Moins : amortissement cumulé	**2 725**	2 598
	2 882	2 860
Actif à long terme		
Fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié (note 7)	**20**	–
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme (note 8)	**62**	17
Débiteurs	**188**	169
Matières, fournitures et combustibles	**98**	102
Charges payées d'avance	**7**	5
	355	293
Charges reportées		
Frais reportés du service de la dette, moins les montants amortis	**56**	42
Prestations de retraite reportées (note 9)	**68**	61
Autres charges reportées (note 10)	**6**	–
	130	103
	3 387 $	3 256 $

Au nom de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick

Le président du conseil,

Dan Skaling

La présidente du comité de vérification,

Barbara S. Bender, CA

BILAN CONSOLIDÉ

au 31 mars 2003 (en millions)

	2003	2002 Retraité (voir la note 2)
Dette à long terme (note 11)		
Débentures et autres emprunts	**2 999 $**	2 530 $
Moins : fonds d'amortissement	**387**	359
	2 612	2 171
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 12)	**295**	–
Créditeurs et charges à payer	**184**	149
Intérêts courus	**71**	73
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 11)	**132**	719
	682	941
Passif reporté		
Déclassement des installations et gestion du combustible nucléaire irradié (note 13)	**225**	209
Autres (note 14)	**45**	35
	270	244
Déficit		
Déficit (note 2)	**(177)**	(100)
	3 387 $	3 256 $

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS ET DU DÉFICIT

pour l'exercice terminé le 31 mars 2003 (en millions)

	2003	2002 Retraité (voir la note 2)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités suivantes :		
Exploitation		
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	**(77) $**	19 $
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit, mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice (note 15)	**210**	215
	133	234
Versement au fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié	**(20)**	–
Variation nette des soldes hors caisse du fonds de roulement	**15**	(35)
	128	199
Financement		
Remboursement de la dette, déduction faite du produit tiré du fonds d'amortissement	**(829)**	(229)
Paiements au fonds d'amortissement et revenus provenant de ce fonds	**(56)**	(56)
Produit tiré des obligations au titre de la dette à long terme	**721**	283
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	**295**	(102)
	131	(104)
Investissement		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles	**(219)**	(140)
Produit de l'aliénation et contributions des abonnés	**5**	5
	(214)	(135)
Rentrées (sorties) nettes	**45**	(40)
Encaisse et placements à court terme		
Au début	**17**	57
À la fin	**62 $**	17 $

1. Principales conventions comptables

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (la « Société ») a été constituée en société de la Couronne de la Province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la Loi sur l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. La mission de la Société consiste à fournir un approvisionnement continu d'électricité afin de répondre aux besoins actuels et futurs de la province. Elle vise également à favoriser l'économie et l'efficience dans la production, la distribution, l'approvisionnement, la vente et l'utilisation de l'électricité.

Les présents états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers comprennent les comptes de la Société et ceux de sa filiale détenue en propriété exclusive, NB Coal Limited (« NB Coal »).

a. Réglementation

La Société est réglementée en vertu d'un système où toute augmentation moyenne annuelle des tarifs supérieure à trois pour cent ou à l'indice des prix à la consommation, selon le montant le plus élevé, est assujettie à l'examen réglementaire de la Commission des entreprises de service public de la Province du Nouveau-Brunswick (la « Commission des entreprises de service public »). La Société doit également soumettre une demande à la Commission des entreprises de service public avant d'engager des dépenses supérieures à 75 millions de dollars relativement à l'amélioration, à l'entretien ou au déclassement d'une centrale.

b. Immobilisations corporelles

Le coût des ajouts aux immobilisations corporelles comprend le coût initial des services de sous-traitance, de la main-d'œuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service. Les immobilisations corporelles comprennent aussi la valeur actualisée des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'égard de l'évacuation du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire.

Les intérêts engagés durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme. Lorsque des actifs importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf, les intérêts engagés durant la construction sont passés en charges selon la valeur comptable nette de l'actif en question.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des clients de même que les subventions pour la recherche et le développement à l'égard des nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des actifs connexes. Les montants reçus des clients sont amortis sur la vie utile prévue des actifs en question.

Le coût des actifs du réseau de distribution mis hors service, déduction faite des montants liés au démantèlement et à la récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Quant à toutes les autres immobilisations corporelles vendues, le coût et l'amortissement cumulé sont éliminés des comptes, et le gain ou la perte résultant de l'aliénation est porté aux résultats.

La Société calcule l'amortissement de tous les actifs à des taux permettant d'amortir leur coût, déduction faite de la valeur de récupération prévue, sur leur vie utile prévue. La vie utile prévue des immobilisations est analysée périodiquement, et toute modification est appliquée prospectivement. L'amortissement est interrompu provisoirement lorsque des biens importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf. L'amortissement de certaines pièces du matériel minier est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant fondé sur le montant du remboursement de la dette s'y rapportant requis au cours de l'exercice. Tous les autres actifs sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le coût net des immobilisations corporelles qui ont fait l'objet de subventions et sur les montants reçus des clients.

Les principales catégories d'immobilisations corporelles ont été amorties suivant leur vie utile estimative moyenne comme suit :

Actifs	Années
Centrales hydroélectriques	70
Centrales thermiques	35
Centrale nucléaire	27*
Centrales à turbine à combustion	25
Postes et sous-stations	40
Réseau de transport	de 35 à 55
Réseau de distribution	de 10 à 35
Bâtiments	
Généraux	40
Siège social	50
Communications et systèmes informatiques	de 3 à 15
Matériel minier	de 20 à 35
Véhicules	de 4 à 10

* La vie utile de la centrale nucléaire est passée de 25 ans à 27 ans, à compter du 1er avril 2002

c. Encaisse et placements à court terme

L'encaisse et les placements à court terme sont présentés au coût et représentent les soldes auprès de banques et les placements dans des instruments du marché monétaire.

d. Stocks

Les stocks de matériel et de fournitures, ainsi que de combustibles, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au coût selon la méthode de l'épuisement successif.

e. Frais reportés du service de la dette

La Société amortit les escomptes et les primes sur débentures, les frais d'émission ainsi que les intérêts reportés ayant trait au refinancement de la dette sur la durée de chacune des émissions concernées.

f. Opérations de change

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens (CA) aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'un contrat de change à terme est acquis dans le cadre d'une opération de couverture, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains et les pertes de change découlant de la conversion sont inscrits dans les résultats.

g. Dette à long terme

La dette à long terme est inscrite au bilan au coût. La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur marchande ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres d'emprunt assortis de conditions et d'échéances analogues. Il est à noter toutefois que la juste valeur estimative n'inclut pas les coûts qui seraient engagés pour échanger ou rembourser la dette.

h. Déclassement des installations et gestion du combustible nucléaire irradié

Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relatifs à l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire pour que les emplacements ne soient plus, par conséquent, assujettis à un usage restreint, la Société constate ces passifs en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent. La Société ne pourvoit pas aux coûts estimatifs futurs relatifs au déclassement des centrales hydroélectriques puisqu'elle n'a pour l'instant aucunement l'intention de déclasser ces immobilisations.

Les coûts suivants ont été comptabilisés comme passif au 31 mars 2003 :

- la valeur actualisée estimative des coûts de déclassement des centrales thermiques et nucléaire à la fin de leur vie utile respective;
- la valeur actualisée estimative des coûts fixes des activités de gestion du combustible nucléaire irradié qui doivent être engagés peu importe le volume de combustible irradié;
- la valeur actualisée estimative des coûts variables des activités de gestion du combustible nucléaire irradié afin de tenir compte des volumes réels de combustible irradiés jusqu'au 31 mars 2003.

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est augmenté pour tenir compte du combustible produit chaque année, et le montant correspondant est imputé aux frais de combustible à l'état des résultats.

Les passifs liés au déclassement des centrales thermiques et nucléaire et à la gestion du combustible irradié sont ajustés pour refléter l'écoulement du temps par le calcul d'un accroissement (intérêt) sur les passifs. La charge d'accroissement est calculée au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société et est incluse dans la charge d'amortissement.

Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après des études détaillées qui tiennent compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement des centrales thermiques et nucléaire, du coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanente et des estimations des taux d'inflation futurs.

Les charges engagées de façon régulière à l'égard de la gestion du combustible nucléaire irradié et du déclassement des installations sont imputées aux comptes du passif reporté.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible nucléaire irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Société met périodiquement ses calculs à jour.

i. Régimes de retraite

Les salariés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la Province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés. La Société et ses salariés versent des cotisations au régime comme le stipulent la Loi sur la pension de retraite dans les services publics et ses règlements. NB Coal maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées contributif pour ses salariés.

Les coûts des deux régimes de retraite sont déterminés au moyen d'une évaluation actuarielle fondée sur la méthode prospective au prorata des années de service ainsi que sur les hypothèses que la direction juge les plus probables.

Les gains et les pertes actuariels excédant de 10 % l'actif du régime de retraite et les obligations au titre des prestations constituées, selon le montant le plus élevé, sont amortis sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des groupes de salariés. L'actif transitoire (la juste valeur marchande de l'actif du régime de retraite moins les obligations au titre des prestations constituées, comme il a été déterminé le 1er avril 2000) est amorti sur la durée moyenne du reste de la carrière active des groupes de salariés.

j. Allocations de retraite

La Société a constitué pour les salariés un programme d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu. La valeur

actuarielle des obligations au titre des allocations de retraite constituées pour services passés est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

k. Programmes de retraite anticipée

Le coût total de ces programmes est imputé aux résultats dans l'année où les programmes sont mis sur pied, sans tenir compte de la date à laquelle les versements sont réellement effectués.

l. Produits

Les clients de l'usage domestique et de l'usage général font l'objet d'une facturation mensuelle selon un système de facturation cyclique. La facturation de tous les autres clients a lieu à la fin de chaque mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

m. Instruments financiers dérivés

La Société recourt régulièrement aux instruments financiers dérivés suivants pour gérer les risques énumérés ci-après :

- taux d'intérêt
- change
- prix de l'électricité, du mazout et du gaz naturel

Conformément à ses conventions et objectifs de couverture, la Société ne souscrit des instruments financiers dérivés qu'à des fins de gestion des risques sous-jacents. La Société constitue une documentation en bonne et due forme à l'égard de toutes les relations existant entre les instruments de couverture et les éléments couverts ainsi qu'à l'égard des objectifs et de la stratégie de couverture sous-tendant les diverses opérations de couverture. Dans le cadre de ce processus, chaque instrument dérivé est relié à un actif ou à un passif du bilan ou à une opération prévue donnée. Dès la mise en place d'une opération de couverture et sur une base régulière par la suite, la Société évalue l'efficacité des instruments dérivés pour ce qui est de compenser les fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts et par conséquent, leur admissibilité à la comptabilité de couverture.

Taux d'intérêt

La Société conclut des swaps de taux d'intérêt pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé au refinancement futur de la dette. Les gains et les pertes découlant de ces swaps de taux d'intérêt qui respectent les critères de la comptabilité de couverture sont pris en compte au moment du règlement et sont, par conséquent, constatés uniquement au moment du refinancement de la dette. Les gains ou les pertes sont reportés et amortis sur la nouvelle durée de la dette. Si les swaps de taux d'intérêt ne respectent pas les critères de la comptabilité de couverture, l'instrument dérivé est constaté à sa juste valeur et toute variation de la juste valeur est immédiatement imputée aux résultats.

Les gains ou les pertes découlant de swaps de taux d'intérêt auxquels la Société met fin sont constatés dans les actifs ou les passifs à court terme ou reportés du bilan et amortis sur la durée de la dette existante.

Change

La Société conclut des contrats de change à terme portant sur l'échange de dollars canadiens en dollars américains ou des swaps de devises pour couvrir le risque de change lié à ses achats prévus en dollars américains, et aux remboursements de capital et d'intérêt sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

Les gains ou les pertes découlant des contrats de change à terme visant les achats en dollars américains qui respectent les critères de la comptabilité de couverture sont constatés aux résultats à la date du règlement. Si l'opération de couverture ne respecte pas les critères de la comptabilité de couverture, l'instrument dérivé est présenté à sa juste valeur et toute variation de la juste valeur est immédiatement imputée aux résultats.

Les gains ou les pertes découlant des contrats de change à terme et des swaps de devises visant les remboursements de capital et d'intérêt en dollars américains qui respectent les critères de la comptabilité de couverture sont constatés aux résultats à la date du règlement. Les intérêts courus sont calculés en fonction du taux couvert. L'encours de la dette libellée en dollars américains faisant l'objet de la couverture est converti en dollars canadiens au taux couvert. Si la Société met fin au swap de devises, le gain ou la perte réalisé est imputé aux actifs ou passifs à court terme ou reportés du bilan et amorti sur la durée de la dette.

La Société a en outre désigné certains actifs du fonds d'amortissement libellés en dollars américains comme couverture d'un montant de 239 millions de dollars US des débentures en circulation.

Prix de l'électricité, du mazout et du gaz naturel

La Société conclut périodiquement des swaps d'électricité afin de couvrir le risque relatif aux fluctuations des prix de l'électricité liées aux engagements de vente à l'exportation. La Société conclut aussi des swaps de mazout et de gaz naturel afin de couvrir le risque prévu lié aux fluctuations du coût du mazout lourd utilisé dans le cadre de l'exploitation de ses centrales et à un contrat d'acquisition reposant sur les prix du gaz naturel.

Les gains ou les pertes découlant de ces swaps qui respectent les critères de la comptabilité de couverture sont constatés à la date de règlement de ces swaps. Si ces swaps ne respectent pas les critères de la comptabilité de couverture ou qu'il n'est plus probable que l'achat ou la vente aura lieu selon les prévisions, l'instrument dérivé est présenté à sa juste valeur et toute variation de juste valeur est immédiatement imputée aux résultats.

n. Utilisation d'estimations

Généralités
La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

2. Modification d'une convention comptable

Avec prise d'effet le 1er avril 2002, la Société a adopté la norme de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA ») relative aux obligations du déclassement des installations et liées à la mise hors service d'immobilisations. La norme s'applique au passif au titre du déclassement des installations et de la gestion du combustible nucléaire irradié comptabilisé par la Société. La nouvelle norme prévoit la constatation de la valeur actualisée nette de ces passifs dans la période où l'obligation naît. Les résultats et les bénéfices non répartis des exercices précédents ont été retraités pour refléter la nouvelle norme. L'adoption de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence notable sur le bénéfice net de 2003 et de 2002. Le solde d'ouverture des bénéfices non répartis de l'exercice 2003 a été augmenté de 45 millions de dollars (45 millions de dollars en 2002). Après le retraitement des chiffres de l'exercice 2002, les immobilisations corporelles ont progressé de 20 millions de dollars et le passif au titre du déclassement des installations et de la gestion du combustible nucléaire irradié a diminué de 25 millions de dollars.

3. Ventes

a) Les ventes d'électricité à la Province du Nouveau-Brunswick et à d'autres sociétés d'État sont comptabilisées selon les tarifs commerciaux standards.
b) Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 128 millions de dollars (195 millions de dollars en 2002) à des entreprises d'électricité aux États-Unis.

4. Amortissement et déclassement

	2003	2002
Amortissement	**190 $**	199 $
Charges liées au déclassement	**26**	14
	216 $	213 $

La variation de la vie utile de la centrale Point Lepreau de 25 ans à 27 ans a eu pour effet de diminuer l'amortissement de 17 millions de dollars en 2003. Au cours du même exercice, NB Coal a constitué un passif environnemental lié au traitement de l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive qui a fait accroître les charges liées au déclassement de 11 millions de dollars.

5. Frais de financement

	2003	2002
Intérêts débiteurs	**243 $**	247 $
Moins les revenus tirés du fonds d'amortissement et des autres placements	**(27)**	(24)
	216	223
Frais de garantie du gouvernement provincial	**18**	19
Amortissement des frais reportés du service de la dette	**6**	4
Écarts de conversion non matérialisés	**(3)**	4
Écarts de conversion matérialisés	**15**	11
	252	261
Moins les intérêts capitalisés	**(9)**	(5)
	243 $	256 $

Les intérêts versés sur la dette au cours de l'exercice s'établissent à 257 millions de dollars (263 millions de dollars en 2002). Les intérêts reçus sur les placements au cours de l'exercice se chiffrent à 23 millions de dollars (22 millions de dollars en 2002).

6. Immobilisations corporelles

	2003 Coût	2003 Amortissement cumulé	2002 Coût	2002 Amortissement cumulé
Centrales électriques	**3 731 $**	**1 926 $**	3 725 $	1 825 $
Réseau de transport	**278**	**126**	272	121
Postes et sous-stations	**417**	**213**	408	203
Réseau de distribution	**719**	**306**	693	288
Bâtiments et biens-fonds	**58**	**29**	58	27
Communications et systèmes informatiques	**79**	**34**	62	26
Matériel minier et actifs correspondants	**53**	**49**	74	65
Véhicules	**50**	**30**	48	31
Actifs divers	**17**	**12**	20	12
Construction en cours*	**205**	**–**	98	–
	5 607 $	**2 725 $**	5 458 $	2 598 $

* Les travaux de construction en cours au 31 mars 2003 comprennent des dépenses de 59 millions de dollars pour le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Le total des dépenses prévues pour le projet, soit 850 millions de dollars, n'a pas encore reçu l'approbation finale.

7. Fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié

La Loi sur les déchets de combustible nucléaire (la « LDCN »), de juridiction fédérale, est entrée en vigueur en novembre 2002. La LDCN oblige les grands propriétaires de déchets nucléaires au Canada à constituer un fonds en fiducie et à y faire des versements annuels pour financer la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire. En vertu de la LDCN, la Société a constitué un fonds en fiducie au titre du combustible irradié et y a versé 20 millions de dollars en 2002. La LDCN oblige la Société à verser 4 millions de dollars par année au cours des trois prochaines années (de 2003 à 2005) à son fonds en fiducie.

8. Encaisse et emplacement à court terme

	2003	2002
Encaisse	60 $	13 $
Placements à court terme	2	4
	62 $	17 $

9. Prestations de retraite reportées

Comme en fait mention la note 1i), les salariés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la Province du Nouveau-Brunswick (le « régime de retraite dans les services publics »). Des évaluations actuarielles sont effectuées régulièrement en vue de déterminer le coût des prestations de retraite et d'établir le montant requis des cotisations. La dernière évaluation actuarielle du régime de retraite dans les services publics a été effectuée le 1er avril 2002.

La méthode d'évaluation actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction ou du promoteur en vue de déterminer la valeur actualisée des obligations au titre des prestations constituées, à partir d'une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Les calculs relatifs au régime de retraite ont été effectués en fonction d'un taux d'actualisation de 6,5 % sur l'obligation et d'un taux de rendement de l'actif de 7,5 %. Le taux des augmentations de salaire présumé est de 2,5 % et l'inflation, de 2 %.

Les coûts et obligations découlant du régime de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de NB Coal attribuables à la quote-part de la Société dans ces régimes se résument comme suit au 31 mars 2003 :

	2003	2002
Actif de la caisse de retraite (valeur marchande)	621 $	678 $
Obligations au titre des prestations constituées	756 $	676 $
Excédent (déficit) du régime de retraite	(135) $	2 $
Coût des prestations pour l'exercice	12 $	10 $
Intérêts sur les prestations constituées	45	43
Intérêts sur l'actif de la caisse de retraite	(51)	(49)
Amortissement du solde excédentaire transitoire	(3)	(4)
Amortissement des gains / pertes	2	2
Charge de retraite	5 $	2 $

Les salariés ont versé une cotisation de 10 millions de dollars (9 millions de dollars en 2002) tandis que la Société a versé 12 millions de dollars (11 millions de dollars en 2002) au régime au cours de l'exercice. Les versements de prestations du régime aux retraités ont atteint 28 millions de dollars (29 millions de dollars en 2002). L'excédent de l'ensemble des cotisations versées à ce jour au régime de retraite sur la charge de retraite, qui s'élève à 68 millions de dollars (61 millions de dollars en 2002), fait l'objet d'un compte d'actif distinct à la rubrique Charges reportées.

10. Autres charges reportées

Les autres charges reportées comprennent un paiement anticipé de 5 millions de dollars pour les frais de manutention liés à la livraison d'Orimulsion[MD] à Coleson Cove et un placement de 1 millions de dollars dans un projet de transport. Le paiement anticipé des frais de manutention du combustible sera imputé aux frais de combustible en fonction du volume de combustible livré.

11. Dette à long terme

	2003	2002
Débentures garanties par la Province du Nouveau-Brunswick	125 $	125 $
Débentures et billets détenus par la Province du Nouveau-Brunswick	2 998	3 114
Autres emprunts	8	10
	3 131	3 249
Moins : paiements exigibles à moins d'un an	132	719
	2 999 $	2 530 $

Debentures et billets

Échéance	Taux d'intérêt moyen	Canadiens	Américains	2003	2002
Exercices se terminant les :					
31 mars 2003	8,0 %				685
31 mars 2004	7,5 %	100	–	**100**	100
31 mars 2005	–	–	–	**–**	–
31 mars 2006	5,9 %	400	–	**400**	200
31 mars 2007	6,8 %	70	–	**70**	70
31 mars 2008	4,8 %	–	317	**317**	–
1 an à 5 ans	5,8 %	570	317	**887**	1 055
6 ans à 10 ans	7,5 %	1 300	159	**1 459**	975
11 ans à 30 ans	8,4 %	250	527	**777**	1 209
Débentures et billets		2 120 $	1 003 $	**3 123 $**	3 239 $
Emprunts remboursables en versements annuels, comprenant le capital et les intérêts, à des taux variant de 4,5 % à 8,25 % par année jusqu'en 2011				**8**	10
Total de la dette à long terme				**3 131 $**	3 249 $

Le solde des débentures libellées en dollars américains en circulation au 31 mars 2003 s'élève à 650 millions de dollars US. La quasi-totalité de la dette en devises fait l'objet des opérations de couverture décrites ci-après.

Le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débentures et de tous les billets en circulation au 31 mars 2003 est de 7,24 % (8,06 % en 2002).

Remboursement de la dette à long terme

Les versements à effectuer sur la dette à long terme et les obligations relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 2003 sont les suivants pour chacun des exercices compris dans la période de cinq ans se terminant le 31 mars 2008 :

Versements à effectuer sur la dette et obligations relatives au fonds d'amortissement (en millions de dollars)	
Exercice se terminant le 31 mars 2004	132
Exercice se terminant le 31 mars 2005	31
Exercice se terminant le 31 mars 2006	431
Exercice se terminant le 31 mars 2007	97
Exercice se terminant le 31 mars 2008	341

Les taux de change en vigueur au 31 mars 2003 ou les taux applicables des opérations de couverture sont utilisés pour la dette libellée en devises étrangères.

Swaps de devises

a) Débentures à 7,625 %, échéant le 15 février 2013 – 100 millions de dollars US
La Société a conclu un swap de devises auprès de banques canadiennes qui a pour effet de fixer un taux d'intérêt réel de 7,75125 % sur le notionnel de cette dette équivalant à 159 millions de dollars CA.

b) Débentures à 6,75 %, échéant le 15 août 2013 – 100 millions de dollars US
La Société a conclu un swap de devises auprès de banques canadiennes qui a pour effet de fixer un taux d'intérêt réel de 6,80025 % sur le notionnel de cette dette équivalant à 159 millions de dollars CA.

c) Débentures à 3,50 %, échéant le 23 octobre 2007 – 200 millions de dollars US
La Société a conclu un swap de devises auprès de la Province du Nouveau-Brunswick qui a pour effet de fixer un taux d'intérêt réel de 4,7925 % sur le notionnel de cette dette équivalant à 317 millions de dollars CA.

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la Province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Société, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures, le cas échéant. Les revenus du fonds d'amortissement sont portés aux résultats de la Société. Les débentures de la Société détenues dans le fonds sont annulées à leur échéance ou à la date de leur remboursement. Les placements du fonds d'amortissement sont déduits de la dette à long terme, sauf lorsqu'il n'existe aucun droit de compensation juridiquement exécutoire. Le montant qui n'a fait l'objet d'aucune compensation et qui a été reclassé à titre de placements est négligeable en 2003 et en 2002. La Société a désigné certains actifs du fonds d'amortissement libellés en dollars américains comme couverture d'un montant de 239 millions de dollars US des débentures en circulation.

Frais de garantie

La Société paie annuellement des frais de garantie à la Province du Nouveau-Brunswick qui correspondent à 0,6489 % du total de la dette à long terme garantie par la Province, des débentures détenues par la Province et de la dette à court terme envers la Province, déduction faite du solde détenu dans le fonds d'amortissement, établi à la fin de l'exercice précédent.

12. DETTE À COURT TERME

La Société emprunte, à des fins temporaires, des fonds de la Province du Nouveau-Brunswick. Les emprunts à court terme contractés auprès de la Province du Nouveau-Brunswick totalisent 295 millions de dollars au 31 mars 2003 (0 millions de dollars en 2002).

À l'occasion, la Société peut également contracter des emprunts auprès de banques, lesquels sont remboursables sur demande. La Société dispose de marges de crédit bancaire, garanties par la Province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 89 millions de dollars.

NB Coal a des marges de crédit bancaire totalisant 4 millions de dollars qui sont garanties par une cession générale de ses créances.

13. DÉCLASSEMENT DES INSTALLATIONS ET GESTION DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE IRRADIÉ

La centrale nucléaire de la Société produit des déchets nucléaires sous forme de faisceaux de combustible nucléaire radioactif. Le combustible nucléaire irradié devra être évacué et la centrale nucléaire, démantelée et déclassée à la fin de sa vie utile.

La Société devra aussi déclasser les centrales thermiques à la fin de leur vie utile.

Le passif au titre du déclassement des installations et de la gestion du combustible nucléaire irradié s'établit comme suit :

	2003	2002
Gestion du combustible nucléaire irradié		
Solde au début	**56 $**	54 $
Plus : passifs engagés	**1**	1
Plus : charge de désactualisation	**4**	4
Moins : dépenses	**–**	(3)
Solde à la fin	**61**	56
Déclassement de la centrale nucléaire		
Solde au début	**120**	112
Plus : passifs engagés	**–**	–
Plus : charge de désactualisation	**9**	8
Moins : dépenses	**–**	–
Solde à la fin	**129**	120
Déclassement des centrales thermiques		
Solde au début	**33**	31
Plus : passifs engagés	**–**	–
Plus : charge de désactualisation	**2**	2
Moins : dépenses	**–**	–
Solde à la fin	**35**	33
Total du passif au titre du déclassement des installations et de la gestion du combustible nucléaire irradié à la fin	**225 $**	209 $

Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié représente le coût à engager pour la gestion des faisceaux de combustible nucléaire radioactif générés par la centrale nucléaire. Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 445 millions de dollars;
- pour s'acquitter de l'obligation liée à la gestion du combustible nucléaire irradié, des dépenses en espèces devront être engagées jusqu'en 2047;
- le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société qui a servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs est de 7,1 %.

Passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire

Le passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire représente les coûts à engager pour déclasser la centrale nucléaire après sa vie utile. Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 468 millions de dollars;
- pour s'acquitter de l'obligation liée au déclassement de la centrale nucléaire, des dépenses en espèces devront être engagées jusqu'en 2052;
- le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société qui a servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs est de 7,1 %.

Passif au titre du déclassement des centrales thermiques

Le passif au titre du déclassement des centrales thermiques représente les coûts à engager pour déclasser les centrales thermiques après leur vie utile. Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 93 millions de dollars;
- pour s'acquitter de l'obligation liée au déclassement des centrales thermiques, des dépenses en espèces devront être engagées jusqu'en 2033;
- le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société qui a servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs est de 7,1 %.

14. Autres passifs reportés

	2003	2002
Programmes de retraite anticipée	**24** $	27 $
Programme d'allocations de retraite	**13**	10
Autres avantages sociaux futurs à payer	**1**	–
Obligation environnementale de NB Coal	**11**	–
	49	37
Moins : les montants échéant à moins d'un an	**4**	2
	45 $	35 $

Obligation au titre des allocations de retraite

La Société a constitué pour les salariés le programme d'allocations de retraite décrit à la note 1j). Les calculs actuariels servent à déterminer le montant des obligations de la Société au titre des allocations de retraite. La méthode actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction pour déterminer la valeur actualisée de l'obligation au titre des allocations de retraite constituées d'après une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Le taux d'intérêt ayant servi au calcul de cette obligation s'élève à 6,5 %, et le taux de croissance présumé des salaires est de 2,5 %. Les plus récents calculs actuariels datent du 1er avril 2002.

L'obligation au titre des allocations de retraite s'élève à 27 millions de dollars au 31 mars 2003 (24 millions de dollars en 2002). La charge au titre des allocations de retraite pour l'exercice terminé le 31 mars 2003 s'établit à 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2002). L'excédent du montant cumulatif passé en charges sur les montants versés en vertu du programme d'allocations de retraite est présenté à titre de passif reporté.

Obligation environnementale de NB Coal

Au cours de l'exercice, la Société et sa filiale, NB Coal, ont élaboré un plan à long terme visant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Le plan prévoit la construction d'une usine permanente de traitement des eaux qui servira à traiter les eaux de cet emplacement aussi longtemps que ce sera nécessaire. Au cours de l'exercice, NB Coal a constaté une obligation environnementale correspondant à la valeur nette actualisée des coûts futurs prévus.

15. Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice

	2003	2002
Amortissement et déclassement	**216** $	213 $
Amortissement des frais reportés du service de la dette	**6**	4
Écarts de conversion non matérialisés	**(3)**	4
Évacuation de combustible nucléaire irradié pendant l'exercice	**1**	1
Charges liées au programme de retraite moins les versements en espèces s'y rapportant	**3**	2
Réduction de la charge de retraite	**(7)**	(9)
Autres charges reportées	**(6)**	–
	210 $	215 $

16. Instruments financiers

Gestion du risque de change

Au 31 mars 2003, la Société détient des contrats de change à terme représentant des engagements d'achat nets de 263 millions de dollars US (355 millions de dollars US en 2002), échéant au cours des dix-huit prochains mois. Le taux de change moyen pondéré garanti par ces contrats s'établit à 1,5554.

La juste valeur des contrats de change à terme s'élève à 409 millions de dollars (568 millions de dollars en 2002) au 31 mars 2003. Si les contrats avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2003, la perte aurait été de 17 millions de dollars (gain de 12 millions de dollars en 2002).

Au 31 mars 2003, la Société détient des swaps de devises qui couvrent efficacement les paiements de capital et d'intérêt de la dette sous-jacente de 400 millions de dollars US. La dette a été convertie au taux de change moyen pondéré de 1,5883 et le taux d'intérêt était de 6,04 %. Si les swaps de devises avaient été réglés au 31 mars 2003, la perte se serait élevée à 21 millions de dollars.

La Société a couvert une tranche de 239 millions de dollars de l'encours de sa dette de 250 millions de dollars US à l'aide de certains actifs du fonds d'amortissement libellés en dollars américains.

Gestion du risque lié au prix des combustibles

Au 31 mars 2003, la Société détient des swaps de prix du mazout lourd d'un montant total de 84 millions de dollars (79 millions de dollars en 2002), qui viennent à échéance au cours des dix-huit prochains mois. La juste valeur marchande de ces swaps s'établit à 92 millions de dollars au 31 mars 2003 (89 millions de dollars en 2002).

Au 31 mars 2003, la Société détient des swaps de prix du gaz naturel d'un montant total de 8 millions de dollars (15 millions de dollars en 2002), qui viennent à échéance au cours des douze prochains mois. La juste valeur marchande de ces swaps au 31 mars 2003 est de 11 millions de dollars (19 millions de dollars en 2002).

En vertu de ces swaps, la Société convient d'échanger des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe pour une quantité de combustible donnée et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant à la même quantité de combustible. L'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement est pris en compte dans le coût du combustible.

Si les swaps en cours pour lesquels la Société accumule des gains et des pertes avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2003, le gain se serait élevé à 8 millions de dollars dans le cas des swaps de prix du mazout lourd (gain de 10 millions de dollars en 2002) et de 3 millions de dollars pour les swaps de prix du gaz naturel (gain de 4 millions de dollars en 2002).

Gestion du risque lié au prix de l'électricité

Au 31 mars 2003, la Société ne détient aucun swap de prix de l'électricité (8 millions de dollars en 2002). La juste valeur marchande de ces swaps au 31 mars 2002 était de 9 millions de dollars et la perte non constatée se chiffrait à 1 millions de dollars.

Gestion du risque de taux d'intérêt

Au 31 mars 2003, la Société ne détient aucun swap de taux d'intérêt. Au 31 mars 2002, les swaps visaient un notionnel de 225 millions de dollars et la perte non constatée se chiffrait à 4 millions de dollars.

Juste valeur de la dette et du fonds d'amortissement

Au 31 mars 2003, la juste valeur estimative de la dette à long terme s'établit à 3 639 millions de dollars, contre une valeur comptable de 3 131 millions de dollars (3 685 millions de dollars contre 3 249 millions de dollars en 2002). Au 31 mars 2003, la juste valeur estimative de l'ensemble du fonds d'amortissement s'établit à 420 millions de dollars, contre une valeur comptable de 387 millions de dollars (381 millions de dollars contre 359 millions de dollars en 2002).

Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations. La Société effectue des évaluations exhaustives des débiteurs avant d'octroyer du crédit et surveille activement la santé financière de ses débiteurs de façon régulière. La juste valeur estimative du risque de crédit est réputée correspondre à la somme des débiteurs, déduction faite des réserves applicables, et du total des gains bruts non matérialisés sur les instruments financiers. Déduction faite des réserves applicables, les débiteurs se chiffrent à 188 millions de dollars (169 millions de dollars en 2002). Déduction faite des gains, les pertes brutes non matérialisées découlant de la gestion du risque de change, du risque de taux d'intérêt et du risque de prix des combustibles s'élèvent à 27 millions de dollars (un gain de 21 millions de dollars en 2002).

17. Engagements

Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove

En décembre 2002, la Société a reçu les approbations sur le plan environnemental et commencé les travaux de construction pour la remise à neuf de la centrale de 998 MW de Coleson Cove qui sera convertie en une centrale alimentée à l'Orimulsion[MD]. Au 31 mars 2003, les dépenses se chiffrent à 106 millions de dollars. Le coût estimatif de la remise à neuf totalise 747 millions de dollars. La remise à neuf et la conversion devraient être achevées d'ici novembre 2004.

Quai de Belledune

La Société a conclu un contrat de location-exploitation visant les installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de vingt ans et des charges annuelles d'environ 5 millions de dollars.

Centrale de Courtenay Bay

La Société a conclu un contrat de location des installations qui échoit en 2021 et est assorti d'une option de prorogation de cinq ans. Le locataire a rééquipé la centrale existante de 100 MW pour la transformer en une centrale au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW, dont l'exploitation commerciale a débuté en septembre 2001. .

La Société a également conclu un contrat d'achat d'électricité et d'accès au transport connexe qui prend fin en 2021 et est assorti d'une option de prorogation de cinq ans avec le même tiers. La Société achètera toute l'énergie électrique produite par la centrale au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW au cours de la période hivernale, du 1er novembre au 31 mars et, à l'occasion, une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

Contrat de transport du gaz

La Société a conclu un contrat échéant en 2015 portant sur le transport garanti du gaz naturel vers la centrale rééquipée de Courtenay Bay. Le coût du transport sera recouvré auprès du locataire de la centrale dont le nom figure dans le contrat de location.

Approvisionnement en Orimulsion[MD]

En 1990, la Société a conclu un contrat d'une durée de vingt ans portant sur l'achat d'Orimulsion[MD] pour la centrale de Dalhousie, contrat qui est reconduit d'une année à l'autre, à moins d'une résiliation de la part de l'une des parties. La Société a également signé un protocole d'entente d'une durée de vingt ans visant l'achat d'Orimulsion[MD] pour la centrale de Coleson Cove à compter de 2004.

Délestage et livraison de combustible

La Société a signé un protocole d'entente d'une durée de vingt ans qui porte sur l'utilisation d'installations qui serviront au délestage du combustible se trouvant dans des navires-citernes marins, à l'entreposage temporaire du combustible et à la livraison du combustible par pipeline vers la centrale de Coleson Cove.

Matériel informatique

La Société a conclu des contrats de location-exploitation de matériel informatique. Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu des contrats de location sont les suivants :

	2003	2002
2004	4 $	4 $
2005	3	3
2006	1	2
	8 $	9 $

18. Éventualité

Le gouvernement canadien a ratifié le protocole de Kyoto. Comme les gouvernements fédéral et provincial n'ont pas encore parachevé les plans de mise en œuvre, il est actuellement impossible pour la Société d'estimer toutes les incidences qu'aura cette ratification sur ses activités futures.

19. Événements postérieurs à la date du bilan

Restructuration de la Société

En avril 2003, la Province du Nouveau-Brunswick a promulgué la Loi sur l'électricité. Cette loi prévoit ce qui suit :

- La restructuration de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick en cinq corporations de la Couronne :
  - Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick;
  - Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick;
  - Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick;
  - Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick;
  - Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick.
- La création d'une corporation appelée l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. Le principal objectif de cet organisme sans but lucratif sera de diriger de façon indépendante les opérations et de maintenir la fiabilité du réseau qu'il contrôle.
- La constitution de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Cette corporation aura pour but de faciliter la conversion de la dette de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick à des niveaux d'endettement acceptables dans les corporations en exploitation au moyen d'un swap d'instruments de dette contre des instruments de capitaux propres et de prendre en charge et de réduire la tranche restante des dettes de la Corporation. Les paiements versés par les corporations en exploitation à la Corporation financière de l'électricité, sous forme de dividendes et de paiements spéciaux, serviront au service ou au remboursement de la dette prise en charge par la Corporation financière de l'électricité.

La Loi prévoit en outre que la Province du Nouveau-Brunswick peut :

- faire en sorte que la Corporation de production vende l'ensemble ou une partie de ses actifs que sont les installations de production de Coleson Cove ou qu'elle conclue un arrangement, y compris une fiducie, un bail ou un crédit-bail, un partenariat ou un contrat de société, une entente exécutoire ou un arrangement pour former une coentreprise relativement aux installations de production de Coleson Cove;
- faire en sorte que la Corporation d'énergie nucléaire conclue un arrangement, y compris une fiducie, un bail ou un crédit-bail, un partenariat ou un contrat de société, une entente exécutoire ou un arrangement pour former une coentreprise relativement aux installations de production d'énergie nucléaire de Point Lepreau;
- permettre à l'exploitant du réseau d'établir les règles du marché de l'électricité pour le Nouveau-Brunswick;
- décréter le transfert ou la mutation, selon le cas, des dirigeants, des employés, des actifs, des passifs, des droits et des obligations de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick à la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick, aux quatre corporations en exploitation, à l'exploitant du réseau et à la Corporation financière de l'électricité. Le transfert des actifs, des passifs, des droits et des obligations sera effectué à la valeur comptable.

La Loi a reçu la sanction royale le 11 avril 2003 et devrait entrer en vigueur par proclamation au cours de l'exercice 2003-2004.

Les corporations en exploitation devront :

- fonctionner sur une échelle commerciale et atteindre les objectifs fixés à l'égard du rendement des capitaux propres;
- contracter des emprunts non garantis par la Province, sauf dans le cas de la Corporation d'énergie nucléaire qui demeurera un mandataire de la Couronne;
- effectuer les paiements en remplacement des impôts et des dividendes.

20. Chiffres correspondants

Certains chiffres de l'exercice 2002 ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice 2003.

Bilan de la production en millions de KWh

	2002-03	2001-02	2000-01	1999-00	1998-99
Hydroélectrique	**2 057**	1 910	2 373	3 018	2 696
Thermique	**11 510**	12 206	12 507	9 763	12 430
Nucléaire	**4 284**	4 938	3 899	4 323	4 970
Turbines à combustion	**57**	13	39	19	3
Achats	**1 752**	1 945	2 092	4 712	2 568
Production brute et achats	**19 660**	21 012	20 910	21 835	22 667
Auxiliaires	**1 044**	1 121	1 086	985	1 092
Production nette et achats	**18 616**	19 891	19 824	20 850	21 575
Pertes – transformation et transport	**648**	498	603	688	663
Énergie totale disponible pour la distribution	**17 968**	19 393	19 221	20 162	20 912

Bilan des ventes en millions de KWh

	2002-03	2001-02	2000-01	1999-00	1998-99
Ventes en gros	**1 218**	1 132	1 171	1 126	1 069
Usage industriel	**6 156**	6 007	6 068	5 924	5 985
Usage général	**2 218**	2 119	2 111	2 093	2 036
Usage domestique	**4 874**	4 463	4 587	4 371	4 387
Éclairage public	**74**	74	74	73	72
Ventes totales dans la province	**14 540**	13 795	14 011	13 587	13 549
Interconnexions	**3 069**	5 264	4 878	6 255	7 048
Ventes totales	**17 609**	19 059	18 889	19 842	20 597
Pertes de distribution	**359**	334	332	320	315
Distribution et vente totale d'énergie	**17 968**	19 393	19 221	20 162	20 912

Bilan des ventes en millions

	2002-03	2001-02	2000-01	1999-00	1998-99
Ventes en gros	**77** $	70 $	73 $	71 $	68 $
Usage industriel	**316**	294	298	288	283
Usage général	**190**	180	178	176	170
Usage domestique	**393**	358	364	340	335
Éclairage public	**17**	17	18	13	16
Ventes totales dans la province	**993**	919	931	888	872
Interconnexions	**227**	359	332	329	303
Vente de puissance	**1 220**	1 278	1 263	1 217	1 175
Divers	**53**	41	46	31	29
Revenu total	**1 273** $	1 319 $	1 309 $	1 248 $	1 204 $

Bilan de la production provinciale en millions de KWh

	2002-03	2001-02	2000-01	1999-00	1998-99
Hydroélectrique	**2 057**	1 910	2 373	3 019	2 696
Charbon et coke de pétrole	**3 886**	3 500	3 762	3 677	3 065
Mazout lourd	**3 235**	2 706	3 232	1 796	3 114
Orimulsion[MD]	**1 892**	1 618	1 761	1 830	1 509
Nucléaire	**4 101**	4 638	3 567	3 980	4 558
Turbines à combustion	**24**	4	12	4	1
Achats	**1 405**	1 344	1 302	1 249	574
Production brute et achats	**16 600**	15 720	16 009	15 555	15 517
Auxiliaires	**1 053**	1 093	1 065	958	989
Production nette et achats	**15 547**	14 627	14 944	14 597	14 528
Pertes – transformation et transport	**648**	498	603	688	663
Énergie totale disponible pour la distribution	**14 899**	14 129	14 341	13 909	13 865

Demande et capacité de production de pointe en MW

	2002-03	2001-02	2000-01	1999-00	1998-99
Capacité de production nette du parc	**3 770**	3 769	3 774	4 119	4 119
Achats de puissance garantie	**505**	499	347	349	349
Ressources totales disponibles	**4 275**	4 268	4 121	4 468	4 468
Demande de pointe provinciale nette	**3 089**	2 768	2 893	2 856	2 786
Exportations garanties	**590**	863	464	427	531
Réserve d'exploitation	**665**	668	668	612	674
Total de la demande garantie	**4 344**	4 299	4 025	3 895	3 991

Statistiques d'exploitation au 31 mars

	2002-03	2001-02	2000-01	1999-00	1998-99
Lignes de transport (en km)	**6 696**	6 665	6 706	6 660	6 660
Lignes de distribution (en km)	**26 449**	26 316	25 753	25 621	25 602
Nombre de clients résidentiels	**290 310**	286 464	283 743	280 513	276 360
Nombre de clients industriel	**1 842**	1 854	1 851	1 847	1 834
Nombre de clients – usage général	**23 963**	23 635	23 535	23 345	23 103
Nombre de clients – à consommation non mesuré	**2 620**	2 710	2 901	3 250	2 116
Clients directs	**318 735**	314 663	312 030	308 955	303 413
Clients indirects	**41 502**	41 777	41 694	41 678	40 673
Total des clients	**360 237**	356 440	353 724	350 633	344 086
Nombre d'employés – permanents	**2 545**	2 489	2 428	2 445	2 463
Nombre d'employés – temporaires	**141**	131	77	84	69
Nombre d'employés – NB Coal Limited	**76**	76	101	102	103

Résumé de l'état des résultats en millions

	2002-03	2001-02	2000-01	1999-00	1998-99
Recettes dans la province	**993** $	919 $	931 $	888 $	872 $
Recettes hors de la province	**227**	359	332	329	303
Divers	**53**	41	46	31	29
Total des combustibles et des achats d'électricité	**527**	492	504	398	377
Exploitation, entretien et administration	**364**	339	312	317	279
Amortissement et déclassement	**216**	213	218	202	200
Frais de financement	**243**	256	355	268	375
Bénéfice (perte) avant virements et radiation	**(77)**	19	(80)	63	(27)
Virement du compte des canaux de combustibles	**–**	–	–	–	9
Bénéfice (perte) avant radiation	**(77)**	19	(80)	63	(18)
Radiation d'une charge reporté	**–**	–	–	0	450
Bénéfice net (perte)	**(77)** $	19 $	(80) $	63 $	(468) $
Ratio de la couverture de l'intérêt[1]	**,66x**	1,08x	,68x	1,22x	,90x

1 Ratio de la couverture de l'intérêt = [bénéfice net avant virement et radiation + (frais d'intérêt + différences de change – bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements – intérêt sur les fonds de pension)] / (frais d'intérêt + différences de change – bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements – intérêt sur les fonds de pension)

Données tirées du bilan au 31 mars – en million

	2002-03	2001-02	2000-01	1999-00	1998-99
Actif					
Biens-fonds, installations et équipement	**2 882** $	2 860 $	2 928 $	3 020 $	3 156 $
Actif à long terme	**20**	–	–	17	56
Actif à court terme	**355**	293	313	285	275
Charges reportées	**130**	103	79	60	50
Actif total	**3 387** $	3 256 $	3 320 $	3 382 $	3 537 $
Passif et déficit					
Dette à long terme	**2 612** $	2 171 $	2 624 $	2 578 $	2 945 $
Passif courant	**682**	941	584	628	501
Passif reporté	**270**	244	231	215	194
Déficit	**(177)**	(100)	(119)	(39)	(103)
Total du passif et déficit	**3 387** $	3 256 $	3 320 $	3 382 $	3 537 $
Ratio d'endettement[2]	**106** %	103 %	104 %	101 %	103 %

2 Ratio d'endettement = (dette) / (dette + capitaux propres), où la dette = (dette à long terme + dette à court terme + gestion du combustible irradié et déclassement de la centrale + enlèvement des canaux de combustible – espèces et investissements à court terme – investissements dans un fonds d'investissement)

Données financières en millions

	2002-03	2001-02	2000-01	1999-00	1998-99
Frais de financement					
Frais d'intérêt	**243** $	247 $	267 $	293 $	306 $
Revenu tiré du fonds d'amortissement et d'autres placements	**(27)**	(24)	(25)	(28)	(35)
Frais de garantie du gouvernement provincial	**18**	19	19	20	21
Amortissement des frais reportés liés à la dette	**6**	4	4	5	4
(Gain) ou perte sur change	**12**	15	94	(20)	80
Intérêts capitalisés	**(9)**	(5)	(4)	(2)	(1)
Frais de financement nets	**243** $	256 $	355 $	268 $	375 $
Autres statistiques					
Augmentation tarifaire*	**2,1** %	–	3,0 %	–	2,9 %
IPC (Nouveau-Brunswick)	**3,4** %	1,7 %	3,3 %	1,6 %	0,6 %
Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick)	**1,8** %	1,0 %	1,4 %	6,1 %	3,5 %
Dépenses d'investissement (en millions)	**219** $	140 $	118 $	95 $	68 $
Modifications de la dette totale (en millions) (nette des fonds d'amortissement, des espèces et des placements)	**(104)** $	41 $	23 $	234 $	123 $
Répartition en pourcentage de la dette à long terme :					
Dollar canadien	**68** %	68 %	67 %	69 %	70 %
Dollar américain	**32** %	32 %	33 %	31 %	30 %
Moyenne pondérée des taux d'intérêt	**7,2** %	8,1 %	8,4 %	8,9 %	9,1 %
Dollar canadien – au 31 mars	**0,681** $	0,628 $	0,634 $	0,688 $	0,663 $

* L'augmentation de tarif en 2000-2001 s'appliquait uniquement aux clients résidentiels.

RÉGIE D'ENTREPRISE

Le conseil d'administration d'Énergie NB s'est engagé à suivre des normes élevées de régie d'entreprise, car il sait qu'une régie efficace contribuera à réaliser le mandat légal et les objectifs commerciaux de la Société. Les pratiques de régie d'entreprise sont conformes aux recommandations de plusieurs organismes, dont la Bourse de Toronto et le Conference Board du Canada. De plus, elles sont examinées en conformité avec la restructuration du marché et de la Société au Nouveau-Brunswick, ainsi qu'avec les normes émergentes dans les autres administrations.

Le conseil d'administration se compose de dix administrateurs, tous indépendants, qui sont nommés par le gouvernement provincial. Le président et chef de la direction est nommé d'office. Chacun des administrateurs doit dûment signer une déclaration annuelle afférente aux relations de travail, d'affaires et personnelles qui pourraient l'empêcher de faire des choix (ou qui pourraient être perçues comme telles) qui servent les intérêts véritables de la Société. Le conseil d'administration se réunit régulièrement. De plus, le conseil ou ses divers comités tiendront parfois des séances en l'absence de membres de la haute direction. Des séances se tiennent régulièrement également dans les régions, ce qui offre l'occasion aux administrateurs de rencontrer les membres du personnel.

Le conseil d'administration veille à ce que les programmes suivants soient dirigés et gérés avec efficacité :

- la planification stratégique
- la relève de la haute direction
- la gestion des risques financiers d'entreprise
- la présentation des rapports comptables et financiers, y compris la vérification indépendante, ainsi que les risques, le contrôle financier et l'observation des lois
- les communications

Relevant du conseil d'administration, la haute direction est chargée de l'exploitation de la Société et peut mener des initiatives et des activités conformément aux budgets approuvés, aux politiques et à l'orientation stratégique. Le conseil d'administration fixe les objectifs commerciaux et les attentes en matière de rendement, et il réalise également un examen officiel du rendement du président et chef de la direction chaque année. À chaque séance ordinaire du conseil, les membres de la haute direction présentent les rapports des unités commerciales ou des divisions sur les activités ou les dossiers émergents.

Pour aider les membres à se départir de leurs rôles, le conseil a des lignes directrices qui définissent les fonctions et les responsabilités. Un examen annuel de l'efficacité est également réalisé. Les nouveaux administrateurs suivent un programme d'orientation qui leur fournit des renseignements sur l'exploitation et un sommaire des enjeux stratégiques auxquels est confrontée la Société.

Comités du conseil

Le conseil d'administration a établi des comités pour assurer une orientation et une surveillance par rapport aux risques matériels auxquels s'expose la Société :

- **Comité de restructuration financière** – donne une orientation sur les questions liées au marché et de nature financière durant la restructuration et assure la liaison avec le gouvernement provincial.

- **Comité de vérification** – évalue l'intégrité des systèmes de rapports financiers, de contrôle interne et de renseignements de gestion, ainsi que des processus de vérification. Le comité établit également des liaisons directes avec les vérificateurs externes de la Société et les rencontre régulièrement, en l'absence de la haute direction. Il voit également à surveiller les plans et les contrôles de gestion des risques financiers.

- **Comité des ressources humaines et de régie d'entreprise** – revoit la stratégie, les politiques et les programmes de ressources humaines de la Société. Il voit également à élaborer et à surveiller le processus de régie d'entreprise se rattachant à la planification de la relève, à l'examen du rendement et à la rémunération de la haute direction.

- **Comité de l'environnement** – examine l'observation de la politique environnementale de la Société, surveille les programmes de gestion environnementale et revoit le *Rapport de rendement environnemental*. En outre, les vérificateurs externes évaluent chaque année l'intégralité, la valeur et la divulgation des responsabilités et des éventualités sur le plan environnemental.

Activités du conseil

Durant l'année 2002-2003, lors de six séances ordinaires et de sept séances spéciales, le conseil d'administration a revu et a approuvé les plans à court et à long terme, les programmes, les objectifs de rendement et les budgets de la direction. Les comités du conseil étaient engagés dans les activités suivantes, entre autres :

- **Comité de restructuration financière** – a dirigé le processus de planification de la restructuration se rattachant aux structures proposées de Corporation de portefeuille et de filiales indépendantes, en plus des questions connexes liées à la régie d'entreprise, à la gestion et à la dotation en personnel, et de nature financière. Ce comité, sous différentes formes, s'est rencontré à onze reprises.

- **Comité de vérification** – a revu et a approuvé les états financiers, a surveillé le processus de gestion des risques financiers d'entreprise, a examiné les modifications à la convention comptable ayant trait au déclassement de la centrale de Point Lepreau, à la gestion du combustible épuisé et à la durée de vie. Il a également mené un examen de l'amortissement de certains éléments d'actif. Le comité s'est réuni à cinq reprises.

- **Comité des ressources humaines et de régie d'entreprise** – a assuré une diligence raisonnable par rapport aux questions de santé et de sécurité et a surveillé les activités liées à la planification de la relève, aux pensions et aux avantages sociaux, ainsi que les objectifs pour l'évaluation du rendement de la haute direction. Le comité s'est réuni à neuf reprises.

- **Comité de l'environnement** – a surveillé la mise en œuvre du système de gestion environnementale, les vérifications de l'observation, le renouvellement du permis d'exploitation des centrales, ainsi que les aspects liés à l'environnement des projets d'investissement. Ce comité s'est réuni à quatre reprises.

Appuyé par les comités de restructuration financière et de vérification, le conseil d'administration a accordé beaucoup d'attention aux questions liées à la régie d'entreprise découlant du projet de restructuration de la Société. Le comité de restructuration financière a donné une orientation sur l'établissement de la structure de la Société et a été invité à se prononcer sur la loi émergente et les investissements pour les projets de développement. De même, différents modèles de régie d'entreprise tenant compte de la transition d'un service d'électricité intégré à une structure diversifiée ont été examinés. Le comité de vérification s'est concentré sur les aspects financiers de la restructuration. Il examinera les rôles hiérarchiques, le mandat, la gestion des risques, ainsi que les processus de vérification et d'observation ayant trait à la nouvelle structure de la Société. Ces examens seront menés conformément aux meilleures pratiques à la lumière de l'évolution de la régie d'entreprise, notamment Sarbanes-Oxley aux États-Unis et la loi à l'étude en Ontario.

Conseil d'administration

Dan Skaling
Président
M. Skaling a une expérience considérable des affaires et de la haute direction. Au cours des vingt dernières années, il a occupé des postes de haut fonctionnaire tant au gouvernement provincial qu'au gouvernement fédéral. Il est président de Venture Communications Inc. et de Kingsdale Atlantic Ltd.

Jean-Marc Violette
Vice-président
M. Violette est un agriculteur et un gestionnaire de lots boisés à Saint-Léonard. Il a été très actif dans le secteur agricole et a siégé au Bureau d'examen de l'endettement agricole et à l'Office de prêts au développement agricole.

Stewart MacPherson
Président et chef de la direction (par intérim)
M. MacPherson a été nommé président et chef de la direction le 1er janvier 2002. Ayant été à l'emploi d'Énergie NB pendant 35 ans, il a occupé des postes de haute direction aux Services à la clientèle, aux Systèmes de renseignements commerciaux et à la Planification d'entreprise. De 1998 à 2001, il a été vice-président – Planification d'entreprise.

Lino J. Celeste
M. Celeste est membre du conseil d'administration d'Aliant Inc. et de la Financière Manuvie. Il est également président de la Saint John Foundation.

Bernard Cyr
M. Cyr, propriétaire de Cyr Holdings (qui dirige l'hôtel Château Moncton), met en valeur des biens immobiliers à usage commercial et exploite plusieurs restaurants. Il est également propriétaire et franchiseur du groupe Dooly. M. Cyr est membre du conseil d'administration de la Banque Nationale du Canada et de la Fondation Hôpital Dr-Georges-L.-Dumont.

Barbara S. Bender, C.A.
Mme Bender est vice-présidente de Spartan Systems à Saint John et a été directrice générale de l'Institut des comptables agréés du Nouveau-Brunswick. Elle est membre du comité de placement et du comité de vérification du régime de retraite dans les services publics. Mme Bender représente également le public au Collège des médecins et chirurgiens du Nouveau-Brunswick.

Philippe DesRosiers
Ancien vice-président de la Banque Nationale, M. DesRosiers était chargé des services bancaires aux petites, moyennes et grandes entreprises dans la région de l'Atlantique.

Roger Clinch
M. Clinch occupe la fonction de cadre supérieur chez Noranda au Nouveau-Brunswick où il est responsable des services de communication et d'information.

Leon Furlong
M. Furlong est président et directeur général sortant de Service Croix Bleue de l'Atlantique. Il siège également au conseil d'administration de plusieurs entreprises, dont la Compagnie d'Assurance-Vie Croix Bleue du Canada et Resurgo Inc.

Thomas Soucy
M. Soucy est directeur général du Groupe Westco à Saint-François, au Nouveau-Brunswick. Il est membre du Conseil canadien des transformateurs d'œufs et de volailles.

Comités du conseil

Comité de vérification
Barbara S. Bender - présidente, Lino J. Celeste, Dan Skaling, Jean-Marc Violette et Thomas Soucy.

Comité de l'environnement
Philippe DesRosiers - président, Roger Clinch, Jean-Marc Violette, Leon Furlong et Dan Skaling (membre d'office).

Comité des ressources humaines et de régie d'entreprise
Roger Clinch - président, Dan Skaling, Lino J. Celeste, Bernard Cyr et Phillippe DesRosiers.

Comité de restructuration financière
Leon Furlong - président, Lino J. Celeste, Phillippe DesRosiers et Dan Skaling.

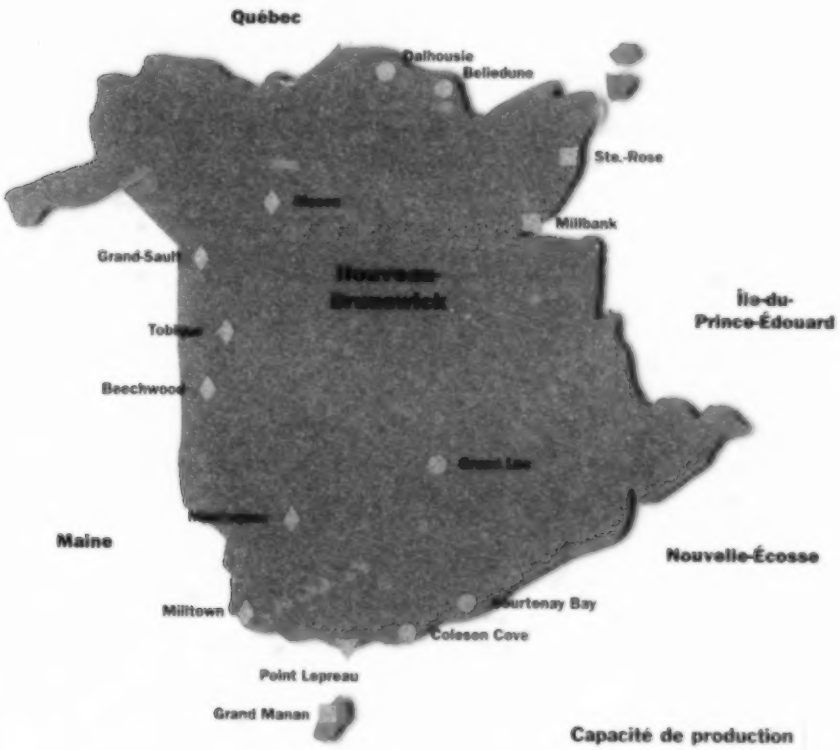
Carte du Réseau

- Centrale thermique
- Centrale nucléaire
- Centrale hydroélectrique
- Turbine à combustion

Capacité de production

Thermiques	
Grand Lac	57 MW
Courtenay Bay	110 MW
Dalhousie	300 MW
Coleson Cove	998 MW
Belledune	458 MW
Total – Thermiques	**1 923 MW**
Nucléaire	
Point Lepreau	635 MW
Hydroélectriques	
Milltown	4 MW
Tobique	20 MW
Sisson	9 MW
Grand-Sault	66 MW
Beechwood	113 MW
Mactaquac	672 MW
Total – Hydroélectriques	**884 MW**
Turbines à combustion	
Grand Manan	28 MW
Millbank	199 MW
Ste.-Rose	100 MW
Total – Turbines à combustion	**327 MW**

CARTE DU RÉSEAU



- Centrale thermique
- Centrale nucléaire
- Centrale hydroélectrique
- Turbine à combustion

Capacité de production

Thermiques	
Grand Lac	**57 MW**
Courtenay Bay	**110 MW**
Dalhousie	**300 MW**
Coleson Cove	**998 MW**
Belledune	**458 MW**
Total – Thermiques	**1 923 MW**
Nucléaire	
Point Lepreau	**635 MW**
Hydroélectriques	
Milltown	**4 MW**
Tobique	**20 MW**
Sisson	**9 MW**
Grand-Sault	**66 MW**
Beechwood	**113 MW**
Mactaquac	**672 MW**
Total – Hydroélectriques	**884 MW**
Turbines à combustion	
Grand Manan	**28 MW**
Millbank	**199 MW**
Ste.-Rose	**100 MW**
Total – Turbines à combustion	**327 MW**

Pour obtenir des exemplaires supplémentaires ou en version anglaise, il suffit de s'adresser à :

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton (Nouveau-Brunswick)
Canada E3B 4X1

Téléphone : (506) 458-4448
Télécopieur : (506) 458-4249

Pour obtenir de plus amples renseignements sur nos projets d'aménagements commerciaux, ou pour télécharger des publications d'Énergie NB comme notre *Rapport de rendement environnemental*, rendez-vous à **www.energienb.com**

Ce rapport est imprimé sur du papier recyclé. Prière de le recycler après son usage.

ENERGIENB